

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ  
«ХАРЬКОВСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ»

**Варавина Е.П., Топоров В.Г.,  
Бурова М.Я., Яцкевич Е.А**

**ЛАБОРАТОРНЫЙ  
И РАСЧЕТНЫЙ ПРАКТИКУМ**

**по курсу  
«ФИЗИКА НЕФТЯНОГО  
И ГАЗОВОГО ПЛАСТА»**

Харьков 2016

УДК 550.85(075.8)  
ББК 26.325.3я73  
В 38

*Рекомендовано к изданию Решением Ученого совета факультета  
«Технологии органических веществ» НТУ «ХПИ»  
протокол № 10 от 23.06.2014 г.*

Рецензенты: *В.В. Андреев*, кандидат геол.-мин. наук, доцент ХНУ им. Каразина;  
*И.О. Лаврова*, кандидат техн. Наук, профессор НТУ «ХПИ».

Авторский коллектив:

*Варавина Е.П.*, доцент кафедры ДНГиК;  
*Топоров В.Г.*, к.т.н., доцент кафедры ДНГиК;  
*Бурова М.Я.*, старш. преподаватель кафедры ДНГиК;  
*Яцкевич Е.А.*, ассистент кафедры ДНГиК

**Варавина О.П.**

**В 38**

Лабораторный и расчетный практикум по курсу «Физика нефтяного и газового пласта» для студентов специальности 185 «Нефтегазовая инженерия и технологии» / О.П. Варавина, В.Г. Топоров, М.Я. Бурова, О.А. Яцкевич. – Х. : НТУ «ХПИ», 2016. – 88 с.

Лабораторный и расчетный практикум содержит курс из 7 лабораторных и 7 практических работ по дисциплине «Физика нефтяного и газового пласта». Практикум дает целостное, системное представление о физических и физико-химических процессах происходящих в горных породах, о связях петрофизических величин между собой и с другими величинами, лабораторных способах определении петрофизических свойств коллекторов. Предназначен для студентов 3 курса обучения по специальности 185 «Нефтегазовая инженерия и технологии».

УДК 550.85(075.8)  
ББК 26.325.3я73

© О.П. Варавина, В.Г. Топоров,  
М.Я. Бурова, О.А. Яцкевич, 2016

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ  
«ХАРЬКОВСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ»

Кафедра «добычи нефти, газа и конденсата»

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ

по дисциплине  
«Физика нефтяного и газового пласта»

студента группы \_\_\_\_\_

Ф.И.О. \_\_\_\_\_

Харьков 2016

# **Лабораторная работа № 1**

## **ОСВОБОЖДЕНИЕ ОБРАЗЦА**

### **ПОРОДЫ ОТ НЕФТИ И ВОДЫ С ПОМОЩЬЮ**

### **АППАРАТА СОКСЛЕТА**

**Физика нефтяного пласта** – учебная дисциплина, включаемая в программы подготовки инженерных кадров по специальностям, связанным с разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений. Рассматривает состав и свойства нефтегазосодержащих пластов, насыщающих пласты флюидов, а также методы исследования их в различных термодинамических условиях.

**Физико-химические исследования** – исследовательские работы, которые позволяют определить физические и химические характеристики породы, нефти, газа, воды.

**Пласт** – отдельный однородный слой, подстилаемый и перекрываемый другими слоями горных пород, отличающимися по каким-либо признакам от выше и ниже лежащих: внешний вид, окраска, гранулометрический или минеральный состав и др. Поверхности П., отделяющие его от соседних, называются: верхняя – кровлей, нижняя – подошвой.

**Пласт-коллектор** – пласт, отличающийся более высокими фильтрационно-емкостными свойствами от перекрывающего и подстилающего пластов. П.-к. служит каналом для перемещения (миграции) флюидов, а при благоприятных условиях – наличии ловушки, и их аккумуляции.

**Фильтрация** – способность жидкостей и газов перемещаться в пористых средах за счет перепада давлений, капиллярных сил и силы тяжести.

**Флюид** (лат. – текучий) – жидкие и газообразные вещества, заполняющие пустоты (поровый объем) в земной коре. Дифференциация флюидов в поле тяжести приводит к образованию в земной коре (по-видимому, преимущественно в ее верхних слоях) залежей нефти и газа. Термин употребляется для обобщения жидкостей и газов, которые насыщают поровое пространство залежи.

**Керн** – цилиндрический образец горной породы, отобранный из скважины при вращательном бурении с помощью колонкового бура. Подъем К. необходим для составления литолого-стратиграфического разреза отдельных скважин, для изучения физических и физико-

химических свойств пластов и вмещающих их жидкостей и газов. По результатам исследования К. определяется пористость, проницаемость, базируются методы сопоставления разрезов скважин, их корреляция.

**1. Цель работы:** Получение сухого минерального остатка образца породы для дальнейшего определения проницаемости, пористости, механического состава, карбонатности путем освобождения его от нефти и воды с помощью аппарата Сокслета.

## **2. Аппаратура и материалы:**

- аппарат Сокслета для экстракции;
- колбагреватель ЕКН-1;
- весы лабораторные ВЛР-200;
- набор разновесов ГА-210;
- сушильный шкаф ШС-3;
- эксикатор с плавленым хлористым кальцием;
- чашки выпарные фарфоровые;
- образцы породы (керна) диаметром не меньше 60 мм и длиной около 150 мм;
- растворитель – бензол, четыреххлористый углерод или смесь бензола с этиловым спиртом. Допускается применять легкую фракцию бензина с температурой конца кипения до 90 °С;
- бумага фильтровальная;
- кусочки неглазурованого фарфора.

## **3. Техника безопасности.**

3.1 Нефть и органические растворители являются легковоспламеняемыми, горючими и пожароопасными веществами. По классам опасности веществ, при ингаляционном воздействии и попадании на кожу являются умеренно опасными.

3.2. Во время проведения лабораторной работы необходимо соблюдать общие требования техники безопасности при работе в лаборатории.

3.3. Все действия во время проведения лабораторной работы необходимо выполнять в вытяжном шкафу с условием, что вентиляция включена.

3.4. В случае попадания на кожу органического растворителя немедленно вытереть сухой тряпкой и тщательно вымыть руки водой с помощью моющих средств.

3.5. После окончания работы вымыть руки водой с помощью моющих средств.

#### 4. Ход работы:

4.1. Из фильтровальной бумаги сделать стаканчик с дном размером с образец породы (керн).

4.2. В экстрактор (2) аппарата Сокслета поместить бумажный стаканчик с керном.

4.3. Дистилляционную колбу (1) аппарата Сокслета заполнить на 3/4 объема растворителя и кинуть в неё 2–3 кусочка неглазурованого фарфора.

4.4 Собрать аппарат Сокслета так, как показано на рисунке 1. Установить дистилляционную колбу на колбонагреватель, а холодильник закрепить на штативе с помощью лапки. Нижний шланг холодильника соединить со штуцером для подачи воды, а конец верхнего шланга опустить в сливную яму.

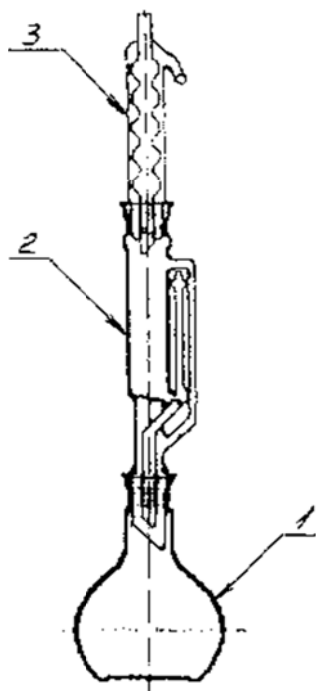


Рисунок 1 – Аппарат Сокслета:

1 – дистилляционная колба, 2 – экстрактор,  
3 – холодильник водяной шариковый.

4.5. Включить колбонагреватель, довести содержимое колбы до кипения, и нагревать так, чтобы пары растворителя поднялись в верхнюю часть экстрактора, а потом – в холодильник, где начали конденсироваться.

Конденсат из холодильника должен стекать в экстрактор (в стаканчик с керном), растворяя нефть, что насыщает образец породы, и после накопления стекает трубкой назад в колбу.

4.6. Экстракция образца заканчивается только после того, как растворитель который сливается из экстрактора в колбу, становится абсолютно обесцвеченным.

4.7. После окончания экстрагирования выключить колбонагреватель, разобрать аппарат, растворитель из дистиляционной колбы слить в специальную емкость для отходов, керн вместе с бумажным стаканчиком выложить в выпарную чашку и поместить в сушильный шкаф, разогретый до  $150 \pm 2$  °C на 1 час.

4.8. Дистиляционную колбу несколько раз ополоснуть бензином, выливая использованный бензин в специальную емкость для отходов, пока на стенках колбы не останется остатков продукта. После промывки емкость для отходов тщательно закрывают крышкой.

4.9. Просушенные образцы из сушильного шкафа вместе с чашкой перенести в эксикатор и выдержать для охлаждения 20 мин.

4.10. Образцы вместе с бумажными стаканчиками взвесить на лабораторных весах с точностью до 0,0002 г.

4.11. Снова сушить образцы так, как описано в п. 4.7. на протяжении 30 минут, и повторить операцию по описанию в п.п. 4.9. и 4.10. Повторять сушку до тех пор, когда разница между предыдущими и последующими взвешиваниями не будет больше, чем 0,0004 г.

4.12. Готовые образцы поместить в стеклянные банки, герметично закрыть и сохранять для следующих работ.

## **5. Отчет о лабораторной работе:**

### **Результаты измерения:**


## Результаты расчетов:


## Вывод:

Подпись преподавателя \_\_\_\_\_

Дата \_\_\_\_\_

## **Лабораторная работа № 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В КЕРНЕ С ПОМОЩЬЮ АППАРАТА «ДИНА И СТАРКА»**

**Воды нефтяных и газовых месторождений** – подземные воды продуктивных и непродуктивных горизонтов в разрезе месторождения. Среди них различают воды контурные и законтурные, подошвенные крыльевые и внутренние воды, остаточные и краевые, попутные. Среди непродуктивных горизонтов в разрезе месторождений выделяют верхние, нижние и промежуточные воды. Для разреза многих месторождений характерна нормальная гидрогеологическая зональность.

**Вода минерализованная** – вода, содержание растворенных солей (минерализация) в которой превышает 1 г/кг ( $\text{кг/м}^3$ ). Пластовые воды нефтяных и газовых месторождений с минерализацией 10–35 г/кг ( $\text{кг/м}^3$ ) принято называть солеными, более 35 г/кг ( $\text{кг/м}^3$ ) – рассолами.

**Вода остаточная** – субкапиллярная, капиллярная и свободная вода, оставшаяся в порах горной породы после их заполнения нефтью или газом.



**Вода пластовая** – подземная вода, которая находится в горных породах и в отдельных случаях является спутником залежей углеводородов.

**Вода погребенная** – вода внутри залежи нефти, не вытесненная при формировании залежи. В гидрогеологии газовых месторождений чаще применяется термин «защемленная вода». Кроме того, В.п. называют также воды морских, озерных и других водоемов, насыщавших осадки в процессе их накопления и захороненные последующими отложениями в глубоких закрытых пластах на длительное геологическое время.

**Вода подошвенная** – пластовая вода, которая подстилает залежь нефти или газа. Залежь, ограниченная В.п. называется водоплавающей. Эти воды залегают под нефтяной залежью в одном пласте непосредственно под нефтью и не отделены от нее водонепроницаемыми породами. В.п. широко распространены в нефтеносных структурах с небольшими углами падения пластов и в пластах с большой мощностью коллекторов, где нефть часто насыщает лишь верхнюю часть пласта.

**Вода попутная** – пластовая вода, выносимая из эксплуатационных скважин вместе с углеводородным продуктом. На завершающей стадии разработки такая вода обуславливает значительные технические проблемы.

**Вода связанная** – часть внутрипоровой воды, удерживаемой у стенок горной породы за счет межмолекулярных и капиллярных сил и не участвующая в процессе фильтрации. При достигаемых в процессе разработки месторождений нефти и газа перепадах давления остается неподвижной.

**1. Цель работы:** определение воды в керне по методу «Дина и Старка», путем кипячением образца породы с растворителем, нерастворимого в воде, и измерение объема сконденсированной воды.

## **2. Аппаратура и материалы:**

- аппарат Дина и Старка;
- колба нагретель ЕКН-1;
- весы лабораторные ВЛР-1 кг;
- набор разновесов ГА-210;
- палочка стеклянная длиной 500 мм;

- цилиндр мерный емкостью 250 см<sup>3</sup>;
- секундомер;
- образцы породы (керна);
- растворитель – нефтяной дистиллят с пределами кипения 100–200 °С;
- бензин автомобильный.

### **3. Техника безопасности.**

3.1 Нефть, газовый конденсат и автомобильный бензин – легко воспламеняющиеся, горючие и взрывопожароопасные жидкости. По классам безопасности вещества в случае ингаляционного влияния и попадания на кожу относятся к умеренно опасным.

3.2 Во время выполнения лабораторной работы нужно придерживаться общих требований техники безопасности при работе в лаборатории.

3.3 Все действия во время выполнения лабораторной работы нужно выполнять в вытяжном шкафу при условии, что вентиляция включена.

3.4 В случае попадания на кожу нефти, газового конденсата или бензина немедленно вытереть сухой тряпкой и тщательно вымыть руки водой с использованием моющих средств.

3.5 Бензин после промывки цилиндра немедленно вылить в специальную емкость, которая закрывается герметично, и тщательно закрыть крышку.

3.6 После окончания работы вымыть руки водой с использованием моющих средств.

### **4. Ход работы.**

4.1 Очистить образец породы (керна) от парафинов.

4.2 С помощью лабораторных весов взвешиваем керн для анализа общим весом не менее 25 г.

4.3 Загрузить керн в дистилляционную колбу аппарата АКОВ. Добавить в колбу 200 см<sup>3</sup> растворителя.

4.4 Собрать аппарат так, как показано на рис. 2.

Установить дистилляционный сосуд на колбонагреватель, а холодильник закрепить на штативе с помощью лапки. Нижний шланг холодильника соединить со штуцером для подачи воды, а конец верхнего шланга опустить в сливную раковину. Верхний конец

трубки холодильника закрыть ватой во избежание конденсации на ее стенках атмосферной влаги.

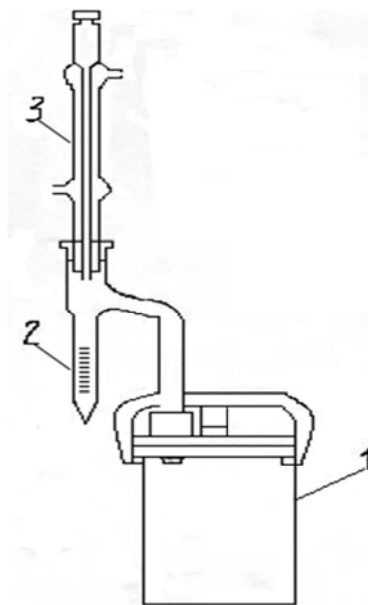


Рисунок 2 – Аппарат Дина и Старка:  
1 – дистилляционный сосуд, 2 – приемник-ловушка,  
3 – холодильник водяной типа ХТП.

4.5 Включить колбонагреватель, довести содержимое сосуда до кипения и нагревать так, чтобы скорость конденсации дистиллята в приемнике была в пределах 2–4 капли в 1 секунду.

4.6 Если под конец перегонки в трубке холодильника задержались капли воды, смыть ее растворителем, для этого на некоторое время увеличить интенсивность нагревания.

4.7 Когда объем воды в приемнике-ловушке не будет увеличиваться, а верхний слой растворителя станет полностью прозрачным нагрев выключить.

4.8 Капли воды, которые остались на стенках трубки холодильника, столкнуть в приемник-ловушку с помощью стеклянной палочки.

4.9 Охладить сосуд до комнатной температуры, разобрать аппарат, стеклянной палочкой столкнуть капли воды со стенок приемника-ловушки вниз. Если растворитель мутный, приемник-ловушку подогреть в горячей воде на протяжении 20–30 минут.

4.10 Отмерять объем воды, накопившейся в приемнике-ловушке, с точностью до одного верхнего деления части приемника-ловушки, заполненного водой.

4.11 Жидкость из дистилляционного сосуда и приемника-ловушки слить в специальную емкость для отходов.

4.12 Дистилляционный сосуд несколько раз ополоснуть бензином, сливая использованный бензин в специальную емкость для отходов, пока на стенках колбы не останется остатков продукта. После промывки емкость для отходов тщательно закрыть крышкой.

## **5. Расчет содержания воды в нефти или в газовом конденсате.**

5.1 Массовую часть воды в пробе в процентах рассчитать по формуле:

$$X = \frac{V_0}{m} \cdot 100\%$$

где  $V_0$  – объем воды в приемнике-ловушке, см<sup>3</sup> (для упрощения расчетов плотность воды при комнатной температуре принимают за 1 г/см<sup>3</sup>, а числовое значение объема воды в см<sup>3</sup> – за числовое значение массы воды в г);

$m$  – масса образца породы, взятая для анализа, г;

Результаты округлить до 0,1 %.

Содержание воды менее 0,03 % оценить как «следы».

## **6. Отчет о лабораторной работе:**

### **Результаты измерения:**


### **Результаты расчетов:**


### **Вывод:**

Подпись преподавателя \_\_\_\_\_

Дата \_\_\_\_\_

### **Лабораторная работа № 3**

## **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОДО- НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ**

## **КЕРНОВ В АППАРАТЕ ЗАКСА ЛП-4**

**Нефтенасыщенность** – наличие нефти в пористой среде, которое выражается в долях от объема пор пласта. Понятие нефтенасыщенности пласта подразумевает количество имеющейся в пласте нефти по отношению к суммарному объему пор, каверн и трещин в нефтесодержащей породе. В естественных условиях нефть насыщает небольшую часть обычно крупных пор. Мелкие же поры, вследствие действия сил поверхностного натяжения, заняты водой. Чем больше мелких пор, тем больше в пласте «погребенной» воды. В некоторых пластах количество этой воды может достигать 40 %. В процессе эксплуатации залежи «погребенная» вода обычно себя не проявляет, и скважины дают безводную нефть.

**Насыщение пласта** – заполнение пор, трещин и других пустот пласта горных пород водой, нефтью, газом. Характер насыщения с разной степенью точности может быть определен по данным ряда промыслово-геофизических методов:

- а) по каротажу сопротивления;
- б) по методам нейтронного каротажа;
- в) по микрокаротажу;
- г) по газовому каротажу;
- д) по нейтронному активационному каротажу.

**Коэффициентом нефтенасыщенности** кернов называется отношение объема нефти в образце породы к суммарному объему пор в том же образце.

**Коэффициентом водонасыщенности породы** называется отношение объема содержащийся в ней воды к суммарному объему пор той же породы.

**1. Цель работы:** Определение водо- и нефтенасыщенности кернов в аппарате Закса ЛП-4, путем одновременной дистилляции воды из породы и экстрагирования нефти из одной навески и измерение объема сконденсированной воды.

**2. Аппаратура и материалы:**

- аппарат Закса ЛП-4;

- колба нагретель ЕКН-1;
- весы лабораторные ВЛР-1 кг;
- набор разновесов ГА-210;
- палочка стеклянная длиной 500 мм;
- цилиндр мерный емкостью 250 см<sup>3</sup>;
- секундомер;
- образец породы (керна);
- растворитель – нефтяной дистиллят в пределах кипения 100–200 °С;
- бензин автомобильный;

### **3. Техника безопасности.**

3.1 Нефть, газовый конденсат и автомобильный бензин – легко воспламеняющиеся, горючие и взрывопожароопасные жидкости. По классам безопасности вещества в случае ингаляционного влияния и попадания на кожу относятся к умеренно опасным.

3.2 Во время выполнения лабораторной работы нужно придерживаться общих требований техники безопасности при работе в лаборатории.

3.3 Все действия во время выполнения лабораторной работы нужно выполнять в вытяжном шкафу при условии, что вентиляция включена.

3.4 В случае попадания на кожу нефти, газового конденсата или бензина немедленно вытереть сухой тряпкой и тщательно вымыть руки водой с использованием моющих средств.

3.5 Бензин после промывки цилиндра немедленно вылить в специальную емкость, которая закрывается герметично, и тщательно закрыть крышку.

3.6 После окончания работы вымыть руки водой с использованием моющих средств.

### **Описание аппарата ЛП-4.**

Прибор ЛП-4 как бы сочетает в себе аппараты Дина и Старка и Сокслета. Соответственно этому дистилляция воды из породы и экстрагирование нефти происходят одновременно из одной навески.

Прибор состоит из стеклянной колбы 4, стеклянной ловушки 2, калиброванной на 10 см<sup>3</sup>, с мелкими делениями, вследствие чего точность определения воды возрастает, стеклянного холодильника 1

и стеклянного цилиндра 3 с дном из пористого стекла (фильтры типа Шотта № 3 или 4).

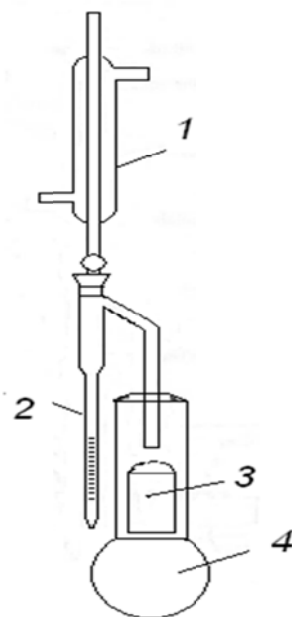


Рисунок 3 – Прибор ЛП-4:

1 – стеклянный холодильник, 2 – стеклянная ловушка,  
3 – стеклянный цилиндр, 4 – стеклянная колба.

Первые три части аппарата тщательно пришлифованы друг к другу, чтобы утечка паров растворителя через места соединений исключалась полностью.

В процессе работы цилиндр помещают в горловину колбы на специальные выступы. В верхней части цилиндра имеются два отверстия, в которых закрепляют проволочную дужку для удобства извлечения цилиндра из колбы. Нижняя часть ловушки (объемом  $3,5 \text{ см}^3$ ) имеет деления, нанесенные через каждые  $0,02 \text{ см}^3$ .

#### 4. Ход работы:

4.1 В предварительно высушенный при  $102\text{--}105^\circ\text{C}$  и взвешенный стеклянный цилиндр прибора загружают куски керна до заполнения цилиндра и взвешивают с точностью до  $0,05 \text{ г}$ .

4.2 Наливают в колбу до половины растворитель (тяжелая фракция бензина), бросают 3–4 кусочка неглазурованного фарфора, устанавливают цилиндр в горловину колбы и собирают аппарат.

4.3 Направляют воду в холодильник (снизу вверх) и включают электропечь, поддерживая кипение растворителя.

4.4 Процесс перегонки воды считается законченным, когда увеличение объема воды в приемнике прекращается и находящийся над уровнем воды слой растворителя становится совершенно прозрачным. Капли воды в случае их конденсации в трубке холодильника проталкиваются в ловушку, после чего отсчитывают объем воды  $V_B$  см<sup>3</sup>.

4.5 Экстрагирование образца считается законченным, когда сливающийся из цилиндра растворитель становится совершенно прозрачным.

4.6 В отдельных случаях (при слабопроницаемых породах с осмолившейся нефтью) по окончании дистилляции воды рекомендуется растворитель из колбы удалить и произвести дополнительную экстракцию четыреххлористым углеродом.

4.7 Подогревание колбы регулируют таким образом, чтобы образец породы все время был погружен в растворитель и вместе с тем растворитель не переливался через края цилиндра.

4.8 После окончания экстрагирования растворителю из цилиндра дают стечь, а цилиндр вместе с образцом высушивают в термостате при 102-105 °С до постоянного веса.

## **5. Расчет коэффициента водо- и нефтенасыщенности:**

5.1 Объем нефти в образце  $V'_H$  в см<sup>3</sup> определяется по уравнению:

$$V'_H = \frac{1}{\rho_H} (m_1 - m_2 - V'_B \times \rho_B),$$

5.2 Коэффициент нефтенасыщенности  $S_H$  (в долях единицы) равен:

$$S_H = \frac{V'_H \cdot \rho_H}{m_2 \cdot K}.$$

5.3 Коэффициент водонасыщенности  $S_B$  (в долях единицы) равен:

$$S_B = \frac{V'_H \cdot \rho_B}{m_2 \cdot K},$$

где  $\rho_H$  – плотность нефти (взятой из этой или соседней скважины) при температуре испытания, г/см<sup>3</sup>;

$m_1$  – масса образца породы перед экстракцией, г;

$m_2$  – масса образца породы после экстракции, г;

$V'_B$  – объем воды в образце массой  $m_2$ , см<sup>3</sup>;



$V'_H$  – объем нефти в образце массой  $m_2$ , см<sup>3</sup>;

$K$  – коэффициент абсолютной пористости образца породы в долях единицы;

$\rho_B$  – плотность воды г/см<sup>3</sup>.

### **6. Отчет о лабораторной работе:**

**Исходные данные и параметры проведения лабораторной работы:**


### **Результаты измерения:**


### **Результаты расчетов:**


### **Вывод:**

Подпись преподавателя \_\_\_\_\_

Дата \_\_\_\_\_

## **Лабораторная работа № 4**

### **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО (ЗЕРНОВОГО) СОСТАВА ПЕСКОВ**

**Гранулометрический состав пород** – характеризует распределение частиц, слагающих породу, по размерам. Методы определения: ситовый и седиментационный. От гранулометрического состава породы зависят коллекторские свойства пластов. Знания о таком составе особенно важны при эксплуатации скважин, вскрывающих пласты, склонные к пескопроявлению. Гидравлическая крупность характеризуется скоростью оседания частиц в воде и определяется методом седиментации.

**Седиментация** – выпадение твердого осадка из дисперсных систем под действием силы тяжести. Процессы С. (осадконакопления) привели к образованию мощных толщ осадочных пород, которые являются, в частности, объектами, вмещающими месторождения нефти и газа.

**Метод седиментации** обычно применяется для разделения илистых и глинистых частиц размером меньше 0,074–0,053 мм.

**1. Цель работы:** определение гранулометрического (зернового) состава песков ситовым методом путем разделения на фракции без промывки водой и с промывкой водой.

#### **2. Аппаратура и материалы:**

- набор сит (с поддоном), размер в сите 5; 4; 3; 2; 1 мм;
- стаканчики стеклянные;
- весы лабораторные ВЛР-1 кг;
- набор разновесов ГЕКТАРА-210;
- шкаф сушильный ШС-3;
- эксикатор с хлористым кальцием;
- чашка выпарительная, фарфоровая;
- ступка фарфоровая;
- пестик с резиновым наконечником;
- груша резиновая;
- нож;
- бумага.

### **3. Техника безопасности:**

3.1 Во время выполнения лабораторной работы нужно придерживаться общих требований техники безопасности при работе в лаборатории.

3.2 После работы вымыть руки водой с использованием моющих средств.

### **4. Ход работы.**

#### *4.1 Подготовка к работе:*

4.1.1 Смонтировать сита в колонку, размещая их от поддона в порядке увеличения размера отверстий. На верхнее сито надеть крышку.

4.1.2 Среднюю пробу для анализа отобрать методом квартования.

Для этого на листе плотной бумаги или фанеры распределить тонким слоем. Провести по нему бороздки ножом в продольном и поперечном направлениях. С каждого квадрата, которые образовались, отобрать немного грунта и образовать совокупную пробу.

4.1.3 Из совокупной пробы песка взять для анализа за каждым методом пробу массой не менее 500 г, взвесив ее на лабораторных весах.

4.1.4 Взвесить стеклянные стаканчики на лабораторных весах.

4.2 *Определение гранулометрического состава песка разделением грунта на фракции без промывки водой.*

Для этого используют сита с размером 5; 4; 3; 2; 1 мм;

4.2.1 Пробу грунта просеять сквозь набор с

4.2.2 Фракции грунта которые задержались на ситах высыпать начиная с верхнего сита, в ступку и дополнительно растереть пестиком, после чего просеять на тех же ситах.

4.2.3 Полноту просеивания фракций проверить встряхиванием каждого сита над листом бумаги. Если при этом на лист выпадают частицы грунта, высыпать их в следующее сито. Просев продолжать до тех пор, пока на бумагу перестанут выпадать частицы. Остаток на сите высыпать в предварительно взвешенные стеклянные стаканчики. Такую процедуру повторить с каждым ситом. С поддона высыпать в отдельный стаканчик.

4.2.4 Стаканчики с фракциями взвесить на лабораторных весах и, высчитать вес каждой фракции. Если сумма масс фракций превышает массу пробы, которая была взята для анализа больше, чем на

1 %, анализ нужно повторить. Потери при просеивании разнести по всем фракциям пропорционально их массе.

*4.3 Определение гранулометрического состава песка разделением грунта на фракции с промывкой водой.*

Для этого используют сита с размером 5; 4; 3; 2; 1 мм

4.3.1 Взвесить фарфоровую чашку.

4.3.2 Высыпать в нее пробу и взвесить ее, смочить водопроводной водой и растереть пестиком.

4.3.3 Залить водой, взмутить суспензию и дать отстояться 10–15 с. Слить воду с неосевшими частицами сквозь сито с размером 2 мм. Эту процедуру проводить до полного осветления воды над осадком.

4.3.4 Смыть частицы, которые остались на сите в фарфоровую чашку с помощью резиновой груши, а воду после отстаивания слить.

4.3.5 Промытую пробу почвы высушить в сушильном шкафу при 105 °С до воздушно-сухого состояния и взвесить чашку.

4.3.6 Дальше анализ вести, как при определении гранулометрического состава песка на фракции без промывки водой за п.п. 4.2.1 – 4.2.4.

## **5. Расчет гранулометрического состава песка.**

5.1 Содержание в каждой фракции  $A$ , в процентах рассчитывают по формуле:

$$A = 100 \cdot \frac{m_{\phi}}{m},$$

где  $m_{\phi}$  – масса данной фракции грунта, г;

$m$  – масса пробы грунта, что взята для анализа, г;

5.2 Массу фракции с размером частиц менее 2 мм при разделении на фракции с промывкой водой определяют как массы чашки с пробой промывки водой и после промывки и сушки.

## **6. Расчет фракций в пробе в процентах;**

- сведены результаты гранулометрического состава песчаного по фракциями:

при разделении без промывки водой – 5 мм; 5–4 мм; 4–3 мм; 3–2 мм; 2–1 мм.

при разделении с промывкой водой – больше 7 мм; 7–5 мм; 5–3 мм; 3–2 мм.

## Отчет о лабораторной работе:

### Результаты расчетов:

[illegible]



## **Лабораторная работа № 5**

### **ОПРЕДЕЛЕНИЕ АБСОЛЮТНОЙ ПОРИСТОСТИ ПЕСКА**

**Пористость** – свойство породы, заключающееся в наличии в ней всякого рода пустот (пор, каверн, трещин). Выражается в процентах от геометрического объема породы. Пористость измеряется коэффициентом пористости, который представляет собой отношение объема всех пустот горной породы к ее общему объему, выраженное в процентах или в долях единицы. Различают полную и открытую пористость. Полная пористость есть отношение объема всех пор к объему породы. Открытая, или эффективная, пористость – это отношение объема сообщающихся пор, в которых возможно течение флюидов, к видимому объему породы. Также различают:

1) Пористость абсолютную (полную, общую) – все пустоты горной породы независимо от их формы, величины и взаимного расположения;

2) Пористость открытую (насыщенную) – совокупность сообщающихся между собой пустот;

3) Пористость эффективную – совокупность пустот горной породы, участвующих в процессе фильтрации;

4) Пористость закрытую – совокупность пустот горной породы, не сообщающихся между собой. Пористость определяется по результатам изучения керна или геофизических исследований в скважинах.

Пористость весьма важный параметр, необходимый для оценки запасов нефти и выяснения процессов фильтрации в пористой среде.

**1. Цель работы:** определить абсолютную пористость песка с помощью ступки Абиха.

#### **2. Аппаратура и материалы:**

- Ступка Абиха;
- образец песка;
- стаканчик;
- пестик  $d = 17$  мм;
- весы лабораторные ВЛР-1 кг;
- набор разновесов ГА-210;
- гидравлический пресс;
- штангенциркуль.

### 3. Техника безопасности.

3.1 Во время выполнения лабораторной работы нужно придерживаться общих требований техники безопасности при работе в лаборатории.

3.2 По окончании работы вымыть руки водой с использованием моющих средств.

### 4. Ход работы:

4.1 Исследуемый образец песка, экстрагированный и высушенный при  $t = 105\text{ }^{\circ}\text{C}$ , взвешивают в стаканчике и засыпают в ступку Абиха с диаметром пестика равным 17 мм ниже плечиков (см. рис. 4)

4.2 Остаток песка в стаканчике взвешивают. Разность первого и второго весов дает вес песка в ступке.

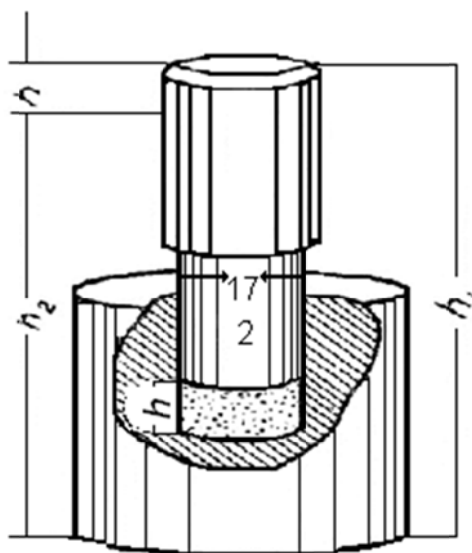


Рисунок 4 – Ступка Абиха

4.3 В ступку вставляют пестик 2 и подвергают сжатию гидравлическим прессом с выдержкой под давлением 20–25 час.

4.4 Необходимое давление вычисляют соответственно глубине залегания пласта, причем удельный вес вышележащих пород приближенно принимается равным 2. По истечению указанного времени высоту ступки с уплотненным песком  $h_1$  измеряют штангенциркулем. Высоту столбика песка в ступке определяют вычитанием из полученной высоты  $h_1$  известной заранее высоты ступки с пестиком без песка

$$h_2 : h = h_1 - h_2$$



## 5. Расчет коэффициента абсолютной пористости.

Коэффициент пористости сжатого песка  $m_1$  определяется по формуле:

$$K_{\text{ап}} = 1 - \frac{m}{h \cdot f \cdot \rho_3} - 0,005,$$

где  $\rho_{\text{п}}$  – условная плотность спрессованного песка;

$\rho_3$  – плотность зерен песка, который может быть определен в пикнометре, г/см<sup>3</sup>;

0,005 – средняя поправка на реактивную упругость песка.

$$\rho_{\text{п}} = \frac{m}{h \cdot f}$$

где  $m$  – масса песка в ступке, г;

$h$  – высота столбика песка в ступке, см;

$f$  – площадь внутреннего поперечного сечения ступки, см<sup>2</sup>

$$K_{\text{ап}} = 1 - \frac{m}{h \cdot f \cdot \rho_3} - 0,005.$$

## 6. Отчет о лабораторной работе:

**Исходные данные и параметры проведения лабораторной работы:**


### Результаты измерения:


### Результаты расчетов:

--

### Вывод:

Подпись преподавателя \_\_\_\_\_

Дата \_\_\_\_\_

## **Лабораторная работа № 6**

### **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТКРЫТОЙ**

### **ПОРИСТОСТИ В КЕРНЕ**

**1. Цель работы:** определение открытой пористости в керне методом насыщения по Преображенскому, путем проникновения керосина во все сообщающиеся между собой поры при давлении (вакууме).

#### **2. Аппаратура и материалы:**

- Аналитические весы ВЛР – 1 кг
- Набор разновесов ГА – 210
- Стакан емкостью 100 см<sup>3</sup>
- Вакуум-насос со стеклянным колоколом и притертой тарелкой
- Тонкая волосяная проволочка  $d \leq 0,1$  мм,  $l = 20$  см
- Жестяной мостик
- Образцы породы
- Керосин

#### **3. Техника безопасности:**

3.1. Керосин – легковоспламеняющаяся, горючая, взрывопожароопасная жидкость. За классом опасности веществ, в случае ингаляционного влияния и попадания на кожу есть умеренно опасный.

3.2. Во время проведения лабораторной работы нужно придерживаться общих требований техники безопасности при работе в лаборатории.

3.3. Все действия во время проведения лабораторной работы нужно делать в вытяжном шкафу при условии, что вентиляция включена.

3.4. В случае попадания керосина на кожу немедленно вытереть сухой тряпкой и тщательно вымыть руки водой с использованием моющих средств.

3.5. Сосуды, находящиеся под вакуумом, необходимо обернуть металлической сеткой.

3.6. После окончания работы вымыть руки водой с использованием моющих средств.

#### **4. Ход работы:**

4.1. Экстрагированный и высушенный образец обвязывают тонкой волосяной проволочкой с концом и петлей 15 см.

4.2. Образец прикрепляют петлей к крючку сережки аналитических весов и взвешивают (вес  $m$ ).

4.3. Затем помещают в стакан под уровень керосина и насыщают под вакуумом (3–10 мм. остаточного рт. ст.) до прекращения выделения пузырьков воздуха минут 20–40.

4.4. Насыщенный образец вынимают, держа за проволочку, и освобождают его от избытка керосина переключиванием на стекле.

4.5. После этих операций образец, насыщенный керосином, взвешивают в воздухе (вес  $m_k$ )

4.6. Установив жестяной мостик без соприкосновения с чашкой весов и стаканчик с керосином насыщенный образец взвешиваем в керосине ( $m_{kk}$ ), предупреждая соприкосновение его со стенками стаканчика.

4.7. Керосин слить в емкость для отходов и тщательно закрыть крышкой.

4.8. Стакан и предметное стекло тщательно вымыть.

## 5. Расчет коэффициента пористости насыщения:

5.1. Разность весов насыщения и сухого образца в воздухе и в керосине, деленная на плотность керосина, дает его объем пор:

$$V_{\text{пор}} = \frac{m_k - m_{kk}}{\rho}$$

где  $m_k$  – масса образца насыщенного керосином взвешенного в воздухе, г;

$m$  – масса сухого образца (керна), г;

$\rho$  – плотность керосина, г/см<sup>3</sup>.

5.2. Разность весов насыщения образца в воздухе и в керосине, деленная на плотность керосина дает его объем:

$$M_0 = \frac{m_k - m}{m_k - m_{kk}} \cdot 100\%$$

где  $m_k$  – масса образца насыщенного керосином взвешенного в воздухе, г;

$m_{kk}$  – масса образца насыщенного керосином взвешенного в керосине, г;

$\rho$  – плотность керосина, г/см<sup>3</sup>.

5.3. Отношение объема пор к объему образца определяет коэффициент пористости насыщения:

$$M_0 = \frac{V_{\text{пор}}}{V_0} \cdot 100\%$$

$$M_0 = \frac{m_k - m}{m_k - m_{kk}} \times 100\%$$

## 6. Отчет о лабораторной работе:

**Исходные данные и параметры проведения лабораторной работы**


**Результаты измерения:**


**Результаты расчетов:**


**Вывод:**

Подпись преподавателя \_\_\_\_\_

Дата \_\_\_\_\_

## **Лабораторная работа № 7**

### **ОПРЕДЕЛЕНИЕ АБСОЛЮТНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ**

**Проницаемость** – способность породы пропускать через себя жидкости и газы под воздействием перепада давлений. Единица проницаемости в системе СИ –  $\text{м}^2$ , в геологии применяется внесистемная единица – дарси ( $1\text{Д} = 10^{-12}\text{м}^2$ ). Определяется в лаборатории на образцах породы (керне) или по результатам гидродинамических исследований скважин. Различают проницаемость общую или физическую, фазовую и относительную. Общая проницаемость определяется для однофазной жидкости (обычно воды), фазовая – для одной из фаз, при наличии в пористой среде нескольких флюидных фаз (нефть, газ, вода). Относительная проницаемость – отношение фазовой проницаемости к общей. Проницаемость – важный показатель для оценки коллекторских свойств горных пород на стадии поисковых геологоразведочных работ на нефть и газ. Абсолютная проницаемость определяется на сухом образце горной породы при фильтрации через нее газа, как правило, азота и характеризует максимальную проницаемость данного образца. Эффективная проницаемость характеризует фактическую проницаемость в пластовых условиях, учитывающую только ту часть порового объема, которая вовлечена в процесс фильтрации флюида. Разновидность эффективной – фазовая проницаемость, характеризующая неодинаковую способность флюидных фаз (газа, нефти, воды) к фильтрации в пористой среде. Относительная проницаемость – это отношение эффективной проницаемости к абсолютной.

**Водопроницаемость** – способность горных пород пропускать через себя воду. Все породы, независимо от их минералогического состава, с частицами диаметром менее 0,001 мм являются водонепроницаемыми. Глины, торф, гумус, аморфный кремнезем, водная окись железа практически не пропускают воду. А гравий с зернами диаметром 1–10 мм почти не задерживает воду. Водопроницаемыми являются лессовидные суглинки и лессы.

#### **1 Цель работы:**

Определение абсолютной (общей) проницаемости природных пористых сред для жидкости. Коэффициент проницаемости (далее –

$K_{пр}$ ) характеризует способность природных пористых сред (пород) пропускать через себя различные флюиды.

## **2 Аппаратура и материалы:**

- установка для определения проницаемости;
- секундомер;
- термометр лабораторный;
- вода водопроводная.

## **3 Подготовка к работе.**

3.1 Ознакомиться с устройством установки для определения проницаемости. Схема установки приведена на рис. 5. Внутренняя полость установки заполнена пористым материалом (песок разной зернистости, глина) таким образом, что фильтрационно-емкостные свойства среды на участках  $L_1$  (точки 1-2) и  $L_2$  (точки 2-3) различны, что позволяет одновременно производить определения  $K_{пр}$  на трех участках пути фильтрации жидкости –  $L_1$ ,  $L_2$  и  $L_3$  (точки 1-3).

3.2 Убедиться в том, что регулировочный вентиль 5 закрыт.

3.3 Открыть вентиль 4 входа воды. Убедиться в том, что манометры 1,2,3 показывают одинаковое давление.

3.4 Установить рукоять крана 6 в положение «вниз». Приоткрыть вентиль 5 и убедиться в наличии протока воды на выходе установки. Закрыть вентили 5 и 4.

## **4 Проведение работы.**

4.1 Полностью открыть вентиль входа воды 4. Вентилем 5 отрегулировать расход воды через установку таким образом, чтобы перепад давления между точками 1 и 2 ( $\Delta P_1$ ) и точками 2 и 3 ( $\Delta P_2$ ) был заметным (не менее 0,1 бар).

4.2 Записать в протокол испытаний показания манометров 1,2,3, счетчика воды 7 и термометра 8. Рекомендуемая форма протокола приведена в приложении 1.

4.3 Повернуть рукоять крана 6 в положение «вверх», убедиться в наличии протока воды через счетчик и включить секундомер.

4.4 Через заданные промежутки времени (60–180 секунд) заносить в протокол показания счетчика воды, термометра и перепада давления.

4.5 По окончании проведения измерений выключить секундомер и перекрыть вентили 5 и 4.

4.6 Измерение выполнить на трех режимах с различным расходом воды (перепадом давления).

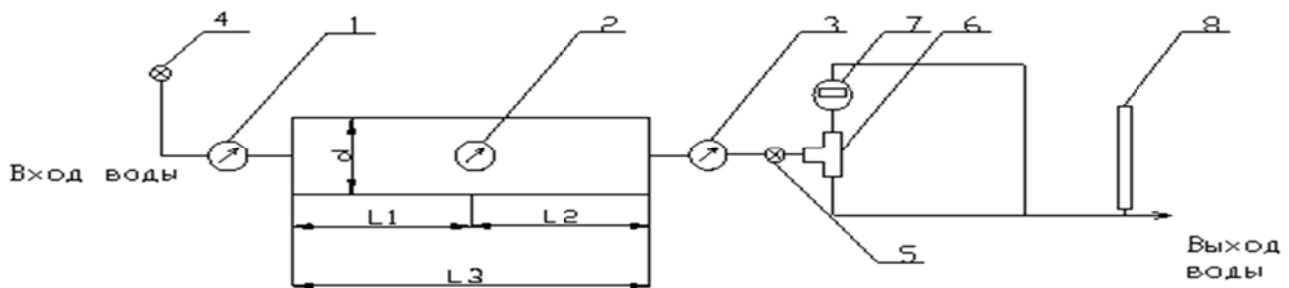


Рисунок 5 – Схема установки для определения проницаемости: 1, 2, 3 – манометры; 4 – вентиль входа воды; 5 – вентиль регулировочный; 6 – кран трехходовой; 7 – счетчик воды; 8 – термометр;  $L_1, L_2, L_3$  – участки пути фильтрации жидкости с разными  $K_{пр}$ ;  $d$  – диаметр корпуса установки, мм

## 5 Обработка результатов измерений.

5.1 Проницаемость пористой среды определяют исходя из линейного закона фильтрации Дарси. Рассчитывают коэффициент проницаемости  $K_{пр}$  по формуле:

$$K_{пр} = \frac{Q\mu L}{F\Delta P}, \text{ м}^2$$

где  $Q$  – объемный расход жидкости,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$\mu$  – динамическая вязкость жидкости,  $\text{Н}\cdot\text{с}/\text{м}^2$ ;

$L$  – длина пути фильтрации, м;

$F$  – площадь сечения пути фильтрации,  $\text{м}^2$ ;

$\Delta P$  – перепад давления на отрезке пути фильтрации,  $\text{Н}/\text{м}^2$ .

5.2 Определим исходные данные для расчета коэффициента проницаемости. По результатам выполненных измерений определяем:

$$Q = \frac{N_{\text{кон}} - N_{\text{нач}}}{\tau}$$

где  $N$  – показания счетчика воды,  $\text{м}^3$ ,

$\tau$  – время, с;

$\mu$  – вязкость воды с учетом температуры определяем по табл. 1.  
 $L$  – длина пути фильтрации  $L_1 = 0,75$  м,  $L_2 = 0,75$  м,  $L_3 = 1,5$  м.

$$F = \frac{\pi d^2}{4}$$

где  $d = 0,1$  м.

$$\Delta P_1 = P_1 - P_2,$$

$$\Delta P_2 = P_2 - P_3,$$

$$\Delta P_3 = P_1 - P_3, \text{ бар. (Справка: 1 бар} = 10^5 \text{ Па).}$$

Таблица 1 – Вязкость воды в зависимости от температуры

Температура, °С	0	10	20	30	40
Вязкость, сПуаз	1,794	1,310	1,009	0,800	0,654

С помощью табл. 1 определяем вязкость воды в сантипуазах при температуре опыта. Для промежуточных значений температуры, не приведенных в таблице, вязкость воды определяется путем линейной интерполяции. **(Справка: 1 сантипуаз =  $10^{-3}$  Па·с).**

Конструкция установки предполагает возможность одновременного измерения  $K_{пр}$  на трех отрезках пути фильтрации воды при постоянном расходе воды, но отличающихся перепадах давления. Характеристики установки для трех вариантов одновременного измерения  $K_{пр}$  приведены в табл. 2.

Таблица 2

Наименование	Варианты		
	1 ( $\Delta P_1$ )	2 ( $\Delta P_2$ )	3 ( $\Delta P_3$ )
Диаметр, м	0,1	0,1	0,1
Площадь сечения, м <sup>2</sup>	0,0785	0,0785	0,0785
Длина пути фильтрации, м	0,75	0,75	1,5



## Приложение 1.

### Протокол результатов измерений и расчетов проницаемости пористой среды для воды:


Наименование	Ед. изм.	Режимы измерений			Примечание
		1	2	3	
Давление на входе ( $P_1$ )	бар				бар = $10^5$ Па (рекомендованные)
Давление на выходе ( $P_3$ )	бар	1,5- 1,6	1,2- 1,3	0,8- 1,0	
Показания счетчика кон. ( $N_k$ )	м <sup>3</sup>				х,хххххх (до 5-го знака)
Показания счетчика нач. ( $N_n$ )	м <sup>3</sup>				
Объем воды $V = N_k - N_n$	м <sup>3</sup>				
Время опыта $\tau$	с	300	300	300	
Расход воды $Q = V / \tau$	м <sup>3</sup> /с				бар = $10^5$ Па
Перепад давления $\Delta P$	Па				
Температура воды $T$	°С				Т, °С – $\mu$ , Па·с 10 – $1,310 \cdot 10^{-3}$ 20 – $1,009 \cdot 10^{-3}$
Вязкость воды $\mu$	Па·с				
Коэффициент проницаемости	м <sup>2</sup>				

$$\text{Средний } K_{\text{пр}} = \frac{K_{\text{пр-1}} + K_{\text{пр-2}} + K_{\text{пр-3}}}{3} =$$

**Примечание:** Для выполнения работы на одной установке студенты разбиваются на подгруппы 1- 2 человека, каждая из которых, выполняет расчет коэффициента проницаемости на трех режимах измерений по одному из трех вариантов (на разных отрезках пути фильтрации:  $L_1, L_2, L_3$ )

**Вариант 1.**  $L_1 = 0,75$  м,  $\Delta P_1 = P_1 - P_2$

**Вариант.2**  $L_2 = 0,75$  м,  $\Delta P_2 = P_2 - P_3$

**Вариант 3.**  $L_3 = 1,5$  м,  $\Delta P_3 = P_1 - P_3$ .

Остальные данные для расчета одинаковы для всех вариантов.

Подпись преподавателя \_\_\_\_\_

Дата \_\_\_\_\_

## **ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ**

Перед выполнением практической работы необходимо изучить теоретический материал по соответствующей теме с помощью лекций или учебной литературы.

Изучить теоретическую часть практической работы.

Изучить и проанализировать пример выполнения практической работы.

Выбрать вариант исходных данных и произвести необходимые вычисления.

Выполнить анализ полученных результатов.

Отчет о выполнении практической работы должен содержать:

• титульный лист, оформленный в соответствии с Приложением 1, в котором должно быть указано:

- название изучаемого предмета;
- номер и название практической работы;
- полное имя студента, выполнившего практическую работу;
- номер группы студента;
- фамилия преподавателя, проверившего практическую работу.
- теоретическую часть практической работы (необходимо переписать!);
- номер варианта выполняемой практической работы;
- выбранные в соответствии с номером варианта исходные данные;
- выполненные расчеты (графики, номограммы и т.д.)

Практическая работа считается выполненной, если ее проверил и утвердил преподаватель.

# Практическая работа № 1

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ

### ПОРОД КОЛЛЕКТОРОВ

#### *Теоретическая часть*

Наличие пор и пустот в породе называется пористостью. Пористость нефтесодержащих пород характеризуется коэффициентом пористости. Коэффициентом пористости ( $m$ ) называется отношение суммарного объема пор в образце ( $V_n$ ) к видимому объему этого же образца ( $V_0$ )

$$m = \frac{V_n}{V_0}. \quad (1.1)$$

Коэффициент пористости выражается в долях единицы или в процентах к объему образца.

Пористость породы весьма важный параметр, необходимый для оценки запасов нефти и изучения процессов фильтрации в пористой среде.

Различают пористость породы следующих видов:

1) **общая (абсолютная, физическая или полная)** пористость включает объем всех пор в образце, т.е. связанные между собой (сообщающиеся) и не связанные (изолированные) поры. Общая пористость определяется разностью между объемом образца и объемом составляющих его зерен;

2) **открытая пористость или пористость насыщения**, включающая все сообщающиеся между собой поры, в которые проникает данная жидкость (газ) при заданном давлении (вакууме). Не учитываются те поры, в которые не проникает жидкость при рассматриваемом давлении насыщения. Обычно в качестве насыщающей жидкости используется керосин (хорошо проникающий в поры и не вызывающий разбухания глинистых частиц) и насыщение происходит под вакуумом;

3) **динамическая (эффективная) пористость**, включающая только ту часть поровых каналов, которая занята подвижной жидкостью в процессе фильтрации при полном насыщении породы жидкостью. Не учитывается при этом объем субкапиллярных пор (диаметром менее 0,0002 мм) и пор, где жидкость удерживается молекулярно-поверхностными силами. Динамическая пористость в одном и том же

образце не имеет постоянного значения, а изменяется в зависимости от перепада давления, скорости фильтрации и свойств жидкости.

### 1.1. Типовая задача

Определить коэффициент открытой пористости образца породы по данным, приведенным в табл. 1.1 (данные измерений открытой пористости получены весовым методом).

**Дано:**

Таблица 1.1

Наименование	Значение
1. Вес сухого образца на воздухе $P_c$ , г	26,8
2. Вес на воздухе образца, насыщенного керосином $P_k$ , г	28,1
3. Вес в керосине образца, насыщенного керосином $P_{к.к}$ , г	20,7
4. Плотность керосина $\rho_k$ , кг/м <sup>3</sup>	716

**Найти:  $m_0$**

**Решение:**

1) Определить объем открытых взаимосвязанных пор:

$$V_{\text{пор}} = \frac{P_k - P_c}{\rho_k}, \quad (1.2)$$

$$V_{\text{пор}} = \frac{28,1 - 26,8}{0,716} = 1,82 \text{ см}^3.$$

2) Определить объем образца исследуемой породы:

$$V_0 = \frac{P_k - P_{к.к}}{\rho_k}, \quad (1.3)$$

$$V_0 = \frac{28,1 - 20,7}{0,716} = 10,34 \text{ см}^3.$$

3) Определить коэффициент открытой пористости:

$$m_0 = \frac{V_{\text{пор}}}{V_0}, \quad (1.4)$$

$$m_0 = \frac{1,82}{10,34} = 0,176 \quad \text{или} \quad 17,6\%$$

## 1.2. Задания для самостоятельной работы

Определить коэффициент открытой пористости образца породы по данным, приведенным в табл. 1.2 (данные измерений открытой пористости получены весовым методом).

Условные обозначения:

$P_c$  – вес сухого образца на воздухе, г;

$P_k$  – вес на воздухе образца, насыщенного керосином, г;

$P_{k.k}$  – вес в керосине образца, насыщенного керосином, г;

$\rho_k$  – плотность керосина, кг/м<sup>3</sup>.

1, ..., 55 – номер варианта.

Группа А – варианты 1-19;

Группа Б – варианты 21-39;

Группа Д – варианты 41-49.

Таблица 1.2

<i>B</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>
$P_c$	27,4	19,3	25,3	23,3	20	19,5	18,7	20,1	19	21,6	23,5
$P_k$	29,2	20,7	27,7	25,3	22,4	22,1	21,2	23,4	21,9	23,7	26,1
$P_{k.k}$	20,7	13,2	15,4	15,8	12,3	10,8	11	11,6	12,2	13,5	16,2
$\rho_k$	716	716	716	716	716	684	686	705	705	734	715
<i>B</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>
$P_c$	19,5	20,4	25,5	27,2	19,5	25,3	22,3	20,5	19,7	19,7	20,1
$P_k$	21,2	23,2	28,1	29,5	20,7	28,7	24,3	22,4	22,1	22,2	22,4
$P_{k.k}$	14,5	14,5	17,2	21,2	13,2	15,4	15,8	12,3	10,8	12,1	11,6
$\rho_k$	695	695	684	695	716	716	716	705	684	686	705
<i>B</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>	<i>32</i>	<i>33</i>
$P_c$	19,5	21,6	23,5	19,8	20,4	25,5	26,2	27,4	27,2	19,1	25,1
$P_k$	21,9	23,7	26,1	22,2	22,2	27,1	27,5	29,7	29,5	21	28
$P_{k.k}$	12,2	13,5	16,2	14,5	14,5	17,2	21,2	20,7	21,1	13,6	15,8
$\rho_k$	705	734	715	715	695	695	684	716	712	716	705
<i>B</i>	<i>34</i>	<i>35</i>	<i>36</i>	<i>37</i>	<i>38</i>	<i>39</i>	<i>40</i>	<i>41</i>	<i>42</i>	<i>43</i>	<i>44</i>
$P_c$	23,1	19,8	19,3	18,5	19,9	18,8	21,4	23,3	19,3	20,2	25,3
$P_k$	25,6	22,7	22,4	21,5	22,7	21,2	24	25,8	21	22,1	28,4
$P_{k.k}$	16,2	12,7	11,2	11,4	12	12,6	13,9	16,6	14,9	14,9	17,6
$\rho_k$	704	674	681	700	700	698	715	712	710	695	700
<i>B</i>	<i>45</i>	<i>46</i>	<i>47</i>	<i>48</i>	<i>49</i>	<i>50</i>	<i>51</i>	<i>52</i>	<i>53</i>	<i>54</i>	<i>55</i>
$P_c$	27	19,3	25,1	22,1	20,3	19,5	19,5	19,9	19,3	21,4	23,5
$P_k$	28,8	21	29	24,6	22,7	22,4	22,5	22,7	22	24	26,4
$P_{k.k}$	21,6	13,6	15,8	16,2	12,7	11,2	12,5	12	12,6	13,9	16,6
$\rho_k$	702	714	708	712	711	711	705	701	698	695	708

## **Практическая работа № 2**

### **РАСЧЕТ ПРОНИЦАЕМОСТИ НЕОДНОРОДНОГО ПЛАСТА**

#### **2.1. Теоретическая часть**

**2.1.1. Проницаемость** – важнейший параметр, характеризующий проводимость коллектора, т.е. способность пород пласта пропускать к забоям скважин нефть и газ при наличии перепада между пластовым и забойным давлениями.

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta L}, \quad (2.1)$$

где  $v$  – скорость линейной фильтрации;

$Q$  – объемный расход жидкости в единицу времени;

$\mu$  – динамическая вязкость жидкости;

$F$  – площадь фильтрации;

$\Delta P$  – перепад давления;

$\Delta L$  – длина пористой среды.

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности  $k$ , который называют проницаемостью:

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot \Delta L}{F \cdot \Delta P}. \quad (2.2)$$

За единицу проницаемости в  $1 \text{ м}^2$  принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью  $1 \text{ м}^2$ , длиной  $1 \text{ м}$  и перепаде давления  $1 \text{ Па}$  расход жидкости вязкостью  $1 \text{ Па} \cdot \text{с}$  составляет  $1 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Физический смысл размерности коэффициента проницаемости – это величина площади сечения каналов пористой среды горной породы, по которым происходит фильтрация флюидов.

За единицу проницаемости в 1 дарси (1Д) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой

площадью  $1 \text{ см}^2$  и длиной  $1 \text{ см}$  при перепаде давления  $1 \text{ кг/см}^2$  расход жидкости вязкостью  $1 \text{ спз}$  (сантипуаз) составляет  $1 \text{ см}^3/\text{сек}$ . Величина, равная  $0,001 \text{ Д}$ , называется миллидарси (мД). Учитывая, что  $1 \text{ кг/см}^2 \approx 10^5 \text{ Па}$ ,  $1 \text{ см}^3 = 10^{-6} \text{ м}^3$ ,  $1 \text{ см}^2 = 10^{-4} \text{ м}^2$ ,  $1 \text{ спз} = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{сек}$ , получим следующее соотношение:

$$1 \text{ Д} = \frac{10^{-6} (\text{м}^3/\text{с}) \cdot 10^{-3} (\text{Па} \cdot \text{с}) \cdot 10^{-2} (\text{м})}{10^{-4} (\text{м}^2) \cdot 10^5 (\text{Па})} \approx 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ мкм}^2 .$$

### 2.1.2 Расчет средней проницаемости пласта при горизонтально-линейной фильтрации для изолированных зон (параллельно напластованию)

Слои и участки расположены параллельно, длина и ширина у них одинаковые, а мощности пропластков (высоты) различны, вид фильтрации линейный (рис. 2.1).

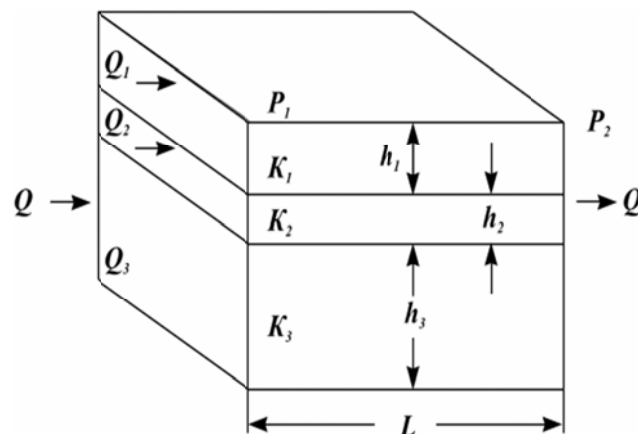


Рис. 2.1

Средняя проницаемость пласта оценивается выражением:

$$K_P^{Cp} = \frac{\sum_{i=1}^n (K_i \cdot h_i)}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (2.3)$$

где  $K_P^{Cp}$  – средняя проницаемость пласта;

$K_i$  – проницаемость  $i$ -го пропластка;

$h_i$  – мощность (высота)  $i$ -го пропластка.

### 2.1.3 Расчет средней проницаемости пласта при горизонтально-линейной фильтрации для изолированных зон (перпендикулярно напластованию)

Слои и участки с различной проницаемостью расположены параллельно-последовательно, вид фильтрации горизонтально-линейный: (рис. 2.2).

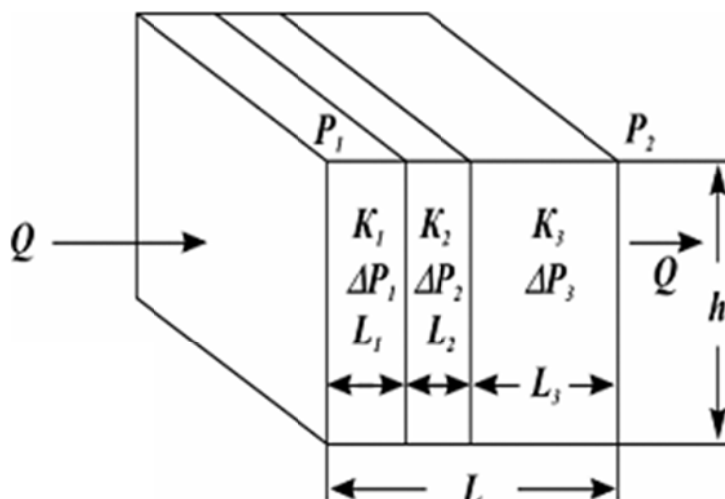


Рис. 2.2

Коэффициент проницаемости пласта рассчитывается следующим образом: ( $K_P^{Cp}$  – средняя проницаемость):

$$K_P^{Cp} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{K_i}} \quad (2.4)$$

где  $L_i$  – длина  $i$ -го пропластка;

$K_i$  – проницаемость  $i$ -го пропластка.

### 2.1.4. Расчет средней проницаемости пласта при радиальной фильтрации для изолированных зон

Слои и участки представляют собой цилиндрические дренируемые зоны, изолированные между собой (рис. 2.3). Радиус скважины обозначен –  $r_c$ , а радиус контура питания –  $r_k$ .



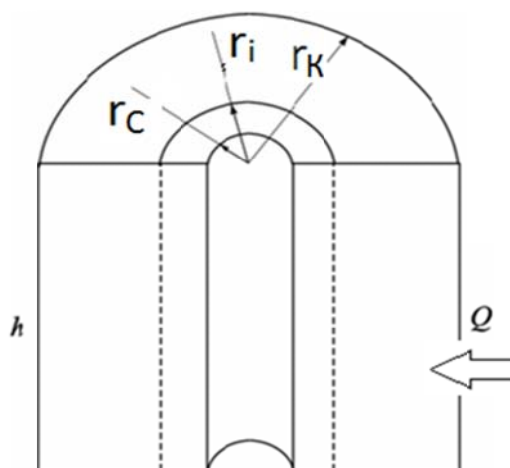


Рис. 2.3

Средняя проницаемость пласта оценивается выражением (**ln – натуральный логарифм!**):

$$K_p^{Cp} = \frac{\ln\left(\frac{r_K}{r_c}\right)}{\sum_{i=1}^n \frac{\ln\left(\frac{r_i}{r_{i-1}}\right)}{K_i}} \quad (2.5)$$

где  $r_k$  – радиус контура;

$r_c$  – радиус скважины;

$r_i$  – радиус  $i$ -го пропластка;

$K_i$  – проницаемость  $i$ -го пропластка.

## 2.2. Типовые задачи

Рассчитать среднюю проницаемость пласта для следующих условий:

2.2.1 Расчет средней проницаемости пласта при горизонтально-линейной фильтрации для изолированных зон (параллельно напластованию) – (рис. 2.1).

Исходные данные:

№ участка	$h_i$ , м	$K_i$ , мД
1	6,0	100
2	4,5	200
3	3,0	300
4	1,5	400

**Найти:** среднюю проницаемость  $K_P^{Cp}$

**Решение:**

Средняя проницаемость пласта оценивается выражением (2.3):

$$K_P^{Cp} = \frac{\sum_{i=1}^n (K_i \cdot h_i)}{\sum_{i=1}^n h_i} =$$

$$= \frac{100 \cdot 6 + 200 \cdot 4,5 + 300 \cdot 3 + 400 \cdot 1,5}{6 + 4,5 + 3 + 1,5} = 200 \text{ мД.}$$

2.2.2 Расчет средней проницаемости пласта при горизонтально-линейной фильтрации для изолированных зон (перпендикулярно напластованию) – (рис. 2.2).

Исходные данные:

№ участка	$L_i$ , м	$K_i$ , мД
1	75	25
2	75	50
3	150	100
4	300	200

**Найти:** среднюю проницаемость  $K_P^{Cp}$

**Решение:**

Средняя проницаемость пласта оценивается выражением (2.4):

$$K_P^{Cp} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{K_i}} = \frac{75 + 75 + 150 + 300}{\frac{75}{25} + \frac{75}{50} + \frac{150}{100} + \frac{300}{200}} = \frac{600}{7,5} = 80 \text{ мД}$$

### 2.2.3 Расчет средней проницаемости пласта при радиальной фильтрации для изолированных зон – (рис. 2.3).

Исходные данные:

№ участка	$r_i$ , м	$K_i$ , мД	
1	75	25	$r_c = 15 \text{ cm} = 0,15 \text{ m}$
2	150	50	
3	300	100	$r_K = 600 \text{ m}$
4	600	200	

**Найти:** среднюю проницаемость  $K_P^{Cp}$

**Решение:**

Средняя проницаемость пласта оценивается выражением (2.5):

$$K_P^{Cp} = \frac{\ln\left(\frac{r_K}{r_c}\right)}{\sum_{i=1}^n \frac{\ln\left(\frac{r_i}{r_{i-1}}\right)}{K_i}} =$$

$$= \frac{\ln\left(\frac{600}{0,15}\right)}{\frac{\ln\left(\frac{75}{0,15}\right)}{25} + \frac{\ln\left(\frac{150}{75}\right)}{50} + \frac{\ln\left(\frac{300}{150}\right)}{100} + \frac{\ln\left(\frac{600}{300}\right)}{200}} = 30,4 \text{ мД}$$

**Замечание:** для первого участка  $N_i=1 \rightarrow r_{i-1}=r_c$ ;  
для последнего участка  $N_i=4 \rightarrow r_i=r_K$ .

### 2.3. Задания для самостоятельной работы

Необходимо рассчитать:

- 1) среднюю проницаемость пласта при горизонтально-линейной фильтрации для изолированных зон (параллельно напластованию);
- 2) среднюю проницаемость пласта при горизонтально-линейной фильтрации для изолированных зон (перпендикулярно напластованию);
- 3) среднюю проницаемость пласта при радиальной фильтрации для изолированных зон.

## 2.4 Исходные данные

Исходные данные приведены в табл. 2.1, 2.2, 2.3.

*B* – 1, ..., 20 – варианты заданий для группы “А”,

*B* – 21, ..., 40 – варианты заданий для группы “Б”,

*B* – 41, ..., 54 – варианты заданий для группы “Д”.

Таблица 2.1

<i>B</i>	<i>1</i>		<i>2</i>		<i>3</i>		<i>4</i>		<i>5</i>		<i>6</i>		<i>7</i>	
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>
1	1,0	50	2,0	80	3,0	200	1,2	400	3,8	140	6,0	280	5,0	100
2	6,0	100	3,3	90	4,5	100	1,8	140	3,6	250	5,0	140	1,2	200
3	3,0	120	2,8	140	1,5	300	1,4	150	4,0	380	0,8	400	1,6	420
4	1,2	400	1,2	400	6,0	120	6,0	220	1,2	120	1,4	190	3,8	140
<i>B</i>	<i>8</i>		<i>9</i>		<i>10</i>		<i>11</i>		<i>12</i>		<i>13</i>		<i>14</i>	
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>
1	1,8	220	1,3	140	1,5	300	8,2	200	5,0	280	8,0	280	1,3	320
2	1,6	140	4,2	380	4,2	150	1,2	400	4,5	140	6,0	150	2,4	400
3	3,2	180	6,0	300	6,2	120	1,4	140	1,2	300	1,2	300	3,2	120
4	4,8	150	1,8	180	1,4	90	6,0	120	1,5	120	1,4	140	3,8	100
<i>B</i>	<i>15</i>		<i>16</i>		<i>17</i>		<i>18</i>		<i>19</i>		<i>20</i>		<i>21</i>	
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>
1	4,2	250	1,4	220	1,2	120	6,0	400	1,5	120	1,2	380	1,0	150
2	4,8	140	1,6	100	0,8	180	5,0	420	4,2	140	3,8	380	3,3	140
3	2,6	400	3,6	420	1,4	300	1,8	130	1,6	300	6,0	420	4,5	200
4	5,3	190	5,0	300	3,8	220	1,3	150	4,8	150	3,6	180	6,0	300
<i>B</i>	<i>22</i>		<i>23</i>		<i>24</i>		<i>25</i>		<i>26</i>		<i>27</i>		<i>28</i>	
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>
1	2,0	180	5,0	120	8,0	140	4,8	160	8,0	170	1,2	240	1,4	150
2	1,2	200	1,2	400	2,0	200	2,4	240	0,5	180	2,2	130	6,0	360
3	1,8	300	1,4	120	1,2	80	1,2	30	0,9	120	1,4	140	1,8	140
4	6,0	150	3,8	300	0,9	140	1,4	240	2,7	90	3,8	120	1,4	220
<i>B</i>	<i>29</i>		<i>30</i>		<i>31</i>		<i>32</i>		<i>33</i>		<i>34</i>		<i>35</i>	
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>
1	1,5	120	1,2	120	1,2	140	1,4	80	2,0	60	4,2	380	4,8	220
2	4,0	240	1,6	140	1,4	150	6,8	120	5,0	120	5,0	100	2,4	140
3	4,2	150	6,0	80	6,0	240	3,2	310	1,8	140	1,4	80	1,2	450
4	1,6	405	3,6	215	4,5	80	4,1	110	1,2	280	2,9	115	1,4	120

<i>B</i>	<i>36</i>		<i>37</i>		<i>38</i>		<i>39</i>		<i>40</i>		<i>41</i>		<i>42</i>	
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>
1	8,0	140	4,2	140	2,8	90	1,5	180	1,8	130	1,6	60	4,6	300
2	0,5	60	4,8	260	3,6	40	1,6	150	1,9	160	1,7	120	1,7	95
3	0,9	180	1,6	170	1,5	180	1,4	400	3,6	240	1,8	140	2,9	150
4	1,1	320	1,7	80	1,6	220	1,7	120	3,4	320	2,9	280	4,2	210
<i>B</i>	<i>43</i>		<i>44</i>		<i>45</i>		<i>46</i>		<i>47</i>		<i>48</i>		<i>49</i>	
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>
1	1,0	300	2,0	60	3,0	130	1,2	180	3,8	90	6,0	140	5,0	140
2	6,0	95	3,3	120	4,5	160	1,8	150	3,6	40	5,0	260	1,2	60
3	3,0	150	2,8	140	1,5	240	1,4	400	4,0	180	0,8	170	1,6	180
4	1,2	210	1,2	280	6,0	320	6,0	120	1,2	220	1,4	80	3,8	320
<i>B</i>	<i>50</i>		<i>51</i>		<i>52</i>		<i>53</i>		<i>54</i>		<i>55</i>		<i>56</i>	
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>h<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>
1	1,4	220	8,0	380	5,0	60	8,2	80	1,5	140	1,3	120	1,8	120
2	2,4	140	6,0	100	4,5	120	1,2	120	4,2	150	4,2	140	1,6	240
3	3,2	450	1,2	80	1,2	140	1,4	310	6,2	240	6,0	80	3,2	150
4	3,8	120	1,4	115	1,5	280	6,0	110	1,4	80	1,8	215	4,8	405

Таблица 2.2

<i>B</i>	<i>1</i>		<i>2</i>		<i>3</i>		<i>4</i>		<i>5</i>		<i>6</i>	
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>
1	25	60	48	100	180	58	15	280	280	150	316	80
2	150	150	60	150	140	46	185	100	120	100	130	110
3	65	200	120	45	95	120	49	120	90	80	160	140
4	180	15	320	300	220	300	120	240	115	300	42	320
<i>B</i>	<i>7</i>		<i>8</i>		<i>9</i>		<i>10</i>		<i>11</i>		<i>12</i>	
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>
1	98	40	145	150	25	60	180	150	65	150	115	80
2	122	50	280	80	48	100	150	80	120	150	42	110
3	130	300	46	260	180	50	260	280	220	46	240	80
4	240	250	38	185	15	280	150	300	49	100	38	300
<i>B</i>	<i>13</i>		<i>14</i>		<i>15</i>		<i>16</i>		<i>17</i>		<i>18</i>	
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>
1	49	140	120	150	42	60	145	300	15	300	25	140
2	90	95	65	140	240	85	300	140	150	120	65	240
3	160	120	180	160	115	300	212	120	48	140	115	180
4	130	180	160	80	39	250	55	215	34	90	220	212

<i>B</i>	<i>19</i>		<i>20</i>		<i>21</i>		<i>22</i>		<i>23</i>		<i>24</i>	
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>
1	120	319	128	300	130	200	120	200	82	95	142	140
2	220	300	143	140	160	400	42	350	34	115	25	160
3	48	205	240	30	39	150	65	180	35	280	48	80
4	50	140	160	220	55	80	240	190	49	330	160	320
<i>B</i>	<i>25</i>		<i>26</i>		<i>27</i>		<i>28</i>		<i>29</i>		<i>30</i>	
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>
1	25	150	25	100	32	80	34	80	49	80	130	30
2	45	100	19	150	64	120	64	120	54	120	160	300
3	65	120	105	180	90	180	80	150	90	150	30	90
4	70	140	110	230	110	240	110	185	100	240	65	220
<i>B</i>	<i>31</i>		<i>32</i>		<i>33</i>		<i>34</i>		<i>35</i>		<i>36</i>	
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>
1	80	200	80	140	40	35	25	100	35	80	40	120
2	50	115	120	160	60	300	50	150	62	60	80	150
3	35	35	42	80	90	150	60	180	39	60	90	185
4	42	330	50	90	120	220	110	230	100	150	35	190
<i>B</i>	<i>37</i>		<i>38</i>		<i>39</i>		<i>40</i>		<i>41</i>		<i>42</i>	
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>
1	49	120	150	80	70	110	40	150	40	300	40	160
2	35	150	160	65	90	150	65	170	20	200	140	220
3	60	60	70	35	35	90	75	180	150	140	180	85
4	70	140	95	160	140	220	90	90	220	180	200	30
<i>B</i>	<i>43</i>		<i>44</i>		<i>45</i>		<i>46</i>		<i>47</i>		<i>48</i>	
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>
1	25	160	48	300	180	150	15	110	280	80	316	120
2	150	220	60	200	140	170	185	150	120	65	130	150
3	65	85	120	140	95	180	49	90	90	35	160	60
4	180	30	320	180	220	90	120	220	115	160	42	140
<i>B</i>	<i>49</i>		<i>50</i>		<i>51</i>		<i>52</i>		<i>53</i>		<i>54</i>	
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>	<i>L<sub>i</sub></i>	<i>K<sub>i</sub></i>
1	98	120	145	80	25	100	180	35	65	140	115	200
2	122	150	280	60	48	150	150	300	120	160	42	115
3	130	185	46	90	180	180	260	150	220	80	240	35
4	240	190	38	150	15	230	150	220	49	90	38	330

Таблица 2.3

<i>B</i>	<i>1</i>			<i>2</i>			<i>3</i>			<i>4</i>		
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>	
<b>1</b>	60	45	<i>r<sub>w</sub></i> = 18	140	35	<i>r<sub>w</sub></i> = 20	80	45	<i>r<sub>w</sub></i> = 15	70	54	<i>r<sub>w</sub></i> = 15
<b>2</b>	300	80		180	90		180	60		210	80	
<b>3</b>	400	120	<i>r<sub>L</sub></i> = 650	300	180	<i>r<sub>L</sub></i> = 550	400	120	<i>r<sub>L</sub></i> = 600	315	120	<i>r<sub>L</sub></i> = 450
<b>4</b>	650	220		550	300		600	200		450	220	
<i>B</i>	<i>5</i>			<i>6</i>			<i>7</i>			<i>8</i>		
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>	
<b>1</b>	120	40	<i>r<sub>w</sub></i> = 14	90	60	<i>r<sub>w</sub></i> = 18	100	90	<i>r<sub>w</sub></i> = 20	90	85	<i>r<sub>w</sub></i> = 15
<b>2</b>	180	200		220	120		180	130		120	130	
<b>3</b>	400	210	<i>r<sub>L</sub></i> = 500	420	200	<i>r<sub>L</sub></i> = 650	220	140	<i>r<sub>L</sub></i> = 320	400	230	<i>r<sub>L</sub></i> = 480
<b>4</b>	500	240		650	220		320	280		480	300	
<i>B</i>	<i>9</i>			<i>10</i>			<i>11</i>			<i>12</i>		
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>	
<b>1</b>	40	60	<i>r<sub>w</sub></i> = 20	60	80	<i>r<sub>w</sub></i> = 25	52	100	<i>r<sub>w</sub></i> = 25	45	40	<i>r<sub>w</sub></i> = 24
<b>2</b>	120	120		120	200		100	120		128	150	
<b>3</b>	410	200	<i>r<sub>L</sub></i> = 620	320	400	<i>r<sub>L</sub></i> = 500	280	320	<i>r<sub>L</sub></i> = 450	340	300	<i>r<sub>L</sub></i> = 520
<b>4</b>	620	220		500	180		450	100		520	250	
<i>B</i>	<i>9</i>			<i>10</i>			<i>11</i>			<i>12</i>		
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>	
<b>1</b>	40	60	<i>r<sub>w</sub></i> = 20	60	80	<i>r<sub>w</sub></i> = 25	52	100	<i>r<sub>w</sub></i> = 25	45	40	<i>r<sub>w</sub></i> = 24
<b>2</b>	120	120		120	200		100	120		128	150	
<b>3</b>	410	200	<i>r<sub>L</sub></i> = 620	320	400	<i>r<sub>L</sub></i> = 500	280	320	<i>r<sub>L</sub></i> = 450	340	300	<i>r<sub>L</sub></i> = 520
<b>4</b>	620	220		500	180		450	100		520	250	
<i>B</i>	<i>13</i>			<i>14</i>			<i>15</i>			<i>16</i>		
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>	
<b>1</b>	70	140	<i>r<sub>w</sub></i> = 18	50	120	<i>r<sub>w</sub></i> = 20	100	140	<i>r<sub>w</sub></i> = 25	120	320	<i>r<sub>w</sub></i> = 18
<b>2</b>	85	200		120	300		160	250		160	400	
<b>3</b>	280	300	<i>r<sub>L</sub></i> = 540	240	150	<i>r<sub>L</sub></i> = 600	320	160	<i>r<sub>L</sub></i> = 480	420	200	<i>r<sub>L</sub></i> = 560
<b>4</b>	540	240		600	200		480	100		560	110	
<i>B</i>	<i>17</i>			<i>18</i>			<i>19</i>			<i>20</i>		
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>	
<b>1</b>	80	150	<i>r<sub>w</sub></i> = 15	40	100	<i>r<sub>w</sub></i> = 17	70	300	<i>r<sub>w</sub></i> = 25	60	400	<i>r<sub>w</sub></i> = 24
<b>2</b>	140	100		140	150		140	100		140	140	
<b>3</b>	380	320	<i>r<sub>L</sub></i> = 420	240	160	<i>r<sub>L</sub></i> = 400	180	200	<i>r<sub>L</sub></i> = 510	280	150	<i>r<sub>L</sub></i> = 610
<b>4</b>	420	400		400	200		510	180		610	250	
<i>B</i>	<i>21</i>			<i>22</i>			<i>23</i>			<i>24</i>		
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>	
<b>1</b>	40	100	<i>r<sub>w</sub></i> = 19	60	200	<i>r<sub>w</sub></i> = 38	70	180	<i>r<sub>w</sub></i> = 20	40	40	<i>r<sub>w</sub></i> = 24
<b>2</b>	140	400		200	100		90	200		80	180	
<b>3</b>	280	200	<i>r<sub>L</sub></i> = 315	310	220	<i>r<sub>L</sub></i> = 400	280	300	<i>r<sub>L</sub></i> = 520	315	200	<i>r<sub>L</sub></i> = 480
<b>4</b>	315	130		400	120		520	350		480	160	
<i>B</i>	<i>25</i>			<i>26</i>			<i>27</i>			<i>28</i>		
<i>N<sub>i</sub></i>	<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>		<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Ki</i>	
<b>1</b>	60	180	<i>r<sub>w</sub></i> =	70	400	<i>r<sub>w</sub></i> =	70	100	<i>r<sub>w</sub></i> =	90	100	<i>r<sub>w</sub></i> =

2	140	200	24	220	150	28	230	200	22	115	120	18
3	280	300	$r_L=$	415	220	$r_L=$	480	300	$r_L=$	410	140	$r_L=$
4	520	400	520	610	400	610	710	350	710	510	400	510
<b>B</b>	<b>29</b>			<b>30</b>			<b>31</b>			<b>32</b>		
<b>N<sub>i</sub></b>	<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>	
1	70	200	$r_W=$	110	180	$r_W=$	90	120	$r_W=$	70	150	$r_W=$
2	140	220	28	280	140	24	140	140	26	110	200	20
3	520	400	$r_L=$	315	300	$r_L=$	315	200	$r_L=$	450	140	$r_L=$
4	720	180	720	550	400	550	450	400	450	550	180	550
<b>B</b>	<b>33</b>			<b>34</b>			<b>35</b>			<b>36</b>		
<b>N<sub>i</sub></b>	<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>	
1	70	220	$r_W=$	40	320	$r_W=$	80	420	$r_W=$	60	320	$r_W=$
2	185	250	25	220	380	20	180	100	18	140	300	24
3	380	400	$r_L=$	315	100	$r_L=$	280	120	$r_L=$	220	400	$r_L=$
4	700	180	700	800	140	800	420	190	420	320	100	320
<b>B</b>	<b>37</b>			<b>38</b>			<b>39</b>			<b>40</b>		
<b>N<sub>i</sub></b>	<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>	
1	60	110	$r_W=$	60	140	$r_W=$	90	120	$r_W=$	40	140	$r_W=$
2	180	140	25	140	180	18	120	140	24	140	160	19
3	420	180	$r_L=$	540	200	$r_L=$	320	180	$r_L=$	480	180	$r_L=$
4	480	300	480	720	320	720	420	250	420	780	400	780
<b>B</b>	<b>41</b>			<b>42</b>			<b>43</b>			<b>44</b>		
<b>N<sub>i</sub></b>	<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>	
1	30	100	$r_W=$	60	120	$r_W=$	80	120	$r_W=$	90	120	$r_W=$
2	180	140	18	140	215	25	140	140	22	180	150	20
3	410	180	$r_L=$	420	280	$r_L=$	320	220	$r_L=$	250	220	$r_L=$
4	620	220	620	520	310	520	480	400	480	560	260	560
<b>B</b>	<b>45</b>			<b>46</b>			<b>47</b>			<b>48</b>		
<b>N<sub>i</sub></b>	<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>	
1	60	120	$r_W=$	60	120	$r_W=$	80	120	$r_W=$	70	100	$r_W=$
2	300	150	18	300	140	24	180	215	25	210	140	19
3	400	220	$r_L=$	400	220	$r_L=$	400	280	$r_L=$	315	180	$r_L=$
4	650	260	650	650	400	650	600	310	600	450	220	450
<b>B</b>	<b>49</b>			<b>50</b>			<b>51</b>			<b>52</b>		
<b>N<sub>i</sub></b>	<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>	
1	120	140	$r_W=$	90	120	$r_W=$	100	140	$r_W=$	90	110	$r_W=$
2	180	160	15	220	140	20	180	180	18	120	140	14
3	400	180	$r_L=$	420	180	$r_L=$	220	200	$r_L=$	400	180	$r_L=$
4	500	400	500	650	250	650	520	320	520	480	300	480
<b>B</b>	<b>53</b>			<b>54</b>			<b>55</b>			<b>56</b>		
<b>N<sub>i</sub></b>	<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>		<b>r<sub>i</sub></b>	<b>Ki</b>	
1	40	320	$r_W=$	60	120	$r_W=$	50	320	$r_W=$	45	220	$r_W=$
2	120	300	15	120	100	15	100	380	20	120	250	18
3	410	400	$r_L=$	320	120	$r_L=$	280	190	$r_L=$	340	400	$r_L=$
4	620	100	620	500	190	500	450	140	450	520	280	520



### **Практическая работа № 3**

## **РАСЧЕТ ДЕБИТА ФИЛЬТРУЮЩЕЙСЯ**

## **ЖИДКОСТИ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ**

## **ТИПОВ ПОРИСТОСТИ**

### **3.1. Теоретическая часть**

#### *3.1.1. Капиллярная фильтрация.*

Фильтрация является однородной и проходит через всю площадь образца, имеющего капиллярную пористость.

Объемный расход жидкости в единицу времени (дебит) в линейном режиме оценивается с помощью уравнения Дарси:

$$Q = K_p \cdot F \frac{\Delta P}{\mu \cdot L}$$

где  $Q$  – объемный расход жидкости в единицу времени, м<sup>3</sup>/с;

$K_p$  – коэффициент проницаемости, м<sup>2</sup>;

$F$  – площадь фильтрации, м<sup>2</sup>;

$\Delta P$  – перепад давления, Па;

$\mu$  – коэффициент динамической вязкости флюида, Па·с;

$L$  – длина пористой среды, м.

#### *3.1.2. Оценка дебита жидкости при неравномерно-проницаемой фильтрации*

Зависимость проницаемости от размера пор для фильтрации жидкости через капиллярные поры идеальной пористой среды оценивается из соотношений уравнений Пуазейля и Дарси.

$$Q = \frac{\pi r^4 \Delta P}{8 \mu L} \quad \text{и} \quad Q = F \cdot K_p \frac{\Delta P}{L \cdot \mu}$$

где  $r$  – радиус порового канала;

$F = \pi \cdot r^2$  – площадь сечения порового канала.

Подставляя эти значения в уравнения и сокращая подобные параметры, мы получим:

$$K_{p\text{-кап}} = \frac{r^2}{8}$$

Если радиус порового канала  $r$  измеряется в см, а коэффициент проницаемости в Д ( $1\text{Д} \approx 1,02 \cdot 10^{-8} \text{ см}^2$  или  $= 1,01327 \cdot 10^{-8}$ ), то вводится соответствующий коэффициент пересчёта, равный  $9,869 \cdot 10^{-9}$ . Тогда коэффициент проницаемости при фильтрации жидкости через капилляр или канал оценивается эмпирическим выражением:

$$K_{P-\text{кап}} = \frac{r^2}{(8 \cdot 9,869 \cdot 10^{-9})} \approx 12,7 \cdot 10^6 \cdot r^2$$

Для трещинного типа коллектора оценка **коэффициента проницаемости** при фильтрации жидкости только через поры-трещины осуществляется с использованием **взаимосвязи коэффициента проницаемости от высоты поровой трещины**, полученной из соотношений уравнений Дарси и Буссинеска.

По уравнению Буссинеска, потеря давления при течении жидкости через щель очень малой высоты описывается соотношением:

$$\Delta P = \frac{12 \cdot \mu \cdot v \cdot L}{h^2}$$

где  $v$  – линейная скорость фильтрации жидкости  $v = Q/F$ ;

$h, L$  – высота и длина трещины.

Подставив в уравнение Дарси величину перепада давления  $\Delta P$  после сокращения одинаковых параметров, получим выражение для оценки коэффициента проницаемости:

$$K_{P-mp} = \frac{h^2}{12}.$$

С учетом того, что  $h$  измеряется в см, а коэффициент проницаемости в Д, вводится соответствующий коэффициент пересчёта, равный  $9,869 \cdot 10^{-9}$ . Тогда коэффициент проницаемости пористой среды при фильтрации жидкости в ней через трещину оценивается по формуле:

$$K_{P-mp} = \frac{h^2}{(12 \cdot 9,869 \cdot 10^{-9})} \approx 84,4 \cdot 10^5 \cdot h^2$$

### 3.2. Типовая задача

Рассчитать дебит при фильтрации жидкости для заданных условий. Исходные данные приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Параметр			
Размер образца	$B$	см	10,0
Проницаемость	$K_p$	мД	10
Диаметр капилляра	$D_{\text{кап}}$	мм	0,2
Количество капилляров	$N_{\text{кап}}$		1
Высота трещины	$h_{\text{тр}}$	мм	0,2
Длина трещины	$L_{\text{тр}}$	см	10,0
Количество трещин	$M_{\text{тр}}$		1
Динамическая вязкость	$\mu$	сПс	1
Градиент давления	$(\Delta p / \Delta L)$	кПа/см	0,25

Через кубик породы размером  $B = 10 \cdot 10 \cdot 10 \text{ см}^3$  проницаемостью в 10 мД фильтруется жидкость при линейной режиме течения вязкостью 1 сПз, при градиенте давления  $(\Delta p / \Delta L) = 25 \text{ кПа/м}$  (0,25 кПа/см). Определить дебит фильтрующейся жидкости.

#### Решение.

1. Рассмотренный случай описывает капиллярный вид фильтрации. То есть, фильтрация равномерная и проходит через всю площадь образца, имеющего капиллярную пористость. Дебит ( $Q_1$ ) составит

$$Q_1 = F \frac{K_p}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta l} = 100 \cdot 0,01 \cdot (0,25/1) = 0,25 \text{ см}^3/\text{с}.$$

2. Если в этом кубике будет один канал диаметром 0,2 мм той же длины, что и кубик, то при заданном градиенте давления дебит фильтрующейся жидкости ( $Q_2$ ) через этот канал будет:

$$Q_2 = F \frac{K_p}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta l} = 12,7 \cdot 10^6 \cdot (0,02/2)^2 \cdot \pi \cdot (0,02/2)^2 \cdot (0,25/1) = 0,1 \text{ см}^3/\text{с}.$$

Следовательно, при наличии в кубике одного канала и капиллярной пористости, то есть при наличии неравномерной фильтрации, суммарный дебит ( $Q_{21}$ ) фильтрующейся жидкости составит:

$$Q_{21} = Q_2 + Q_1 = 0,1 + 0,25 = 0,35 \text{ см}^3/\text{с}.$$

3. Если в кубике вместо канала имеется трещина высотой 0,2 мм и шириной 10 см, её влияние на общий дебит жидкости, фильтрующейся через породу, будет существенным:

$$Q_3 = F \frac{K_p}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta l} = 84,4 \cdot 10^5 \cdot (0,02)^2 \cdot 0,02 \cdot 10 \cdot (0,25/1) = 168,8 \text{ см}^3/\text{с}.$$

Суммарный дебит ( $Q_{31}$ ) с учётом и капиллярной фильтрации ( $Q_1$ ) составит

$$Q_{31} = Q_3 + Q_1 = 168,8 + 0,25 = 169,05 \text{ см}^3/\text{с}.$$

По сравнению с первым случаем ( $Q_1$ ) суммарный дебит ( $Q_{31}$ ) увеличился в 676 раз ( $169,05/0,25 = 676$ ).

### 3.3. Задания для самостоятельной работы

Необходимо рассчитать:

- Дебит жидкости при капиллярном виде фильтрации через всю поверхность образца –  $Q_1$ ;
- Дебит жидкости при фильтрации через каналы –  $Q_2$ ;
- Общий дебит жидкости (капиллярный + каналы) –  $Q_{21}$ ;
- Дебит жидкости при фильтрации через трещины –  $Q_3$ ;
- Общий дебит жидкости (капиллярный + трещины) –  $Q_{31}$ ;
- Сравнить  $Q_{31}$  и  $Q_1$ .

Исходные данные приведены в табл. 3.2.

$B - 1, \dots, 20$  – варианты заданий для группы “А”,

$B - 21, \dots, 40$  – варианты заданий для группы “Б”,

$B - 41, \dots, 54$  – варианты заданий для группы “Д”.

### 3.4 Исходные данные

Обозначения в табл. 3.2:

$K_p$  – Проницаемость, мД;

$\mu$  – Динамическая вязкость, сПз;

$(\Delta p/\Delta L)$  – Градиент давления, кПа/см;

$N_{cp}$  – Количество капилляров;

$D_{cp}$  – Диаметр капилляра, мм;

$h_{тр}$  – Высота трещины, мм;

$M_{тр}$  – Количество трещин;

$B = 20 \text{ см}$  – Размеры образца – ДЛЯ ВСЕХ ВАРИАНТОВ!

$L_{тр} = B = 20 \text{ см}$  – Длина трещины – ДЛЯ ВСЕХ ВАРИАНТОВ!

Таблица 3.2

<b>№</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>
<b>K<sub>p</sub></b>	8	12	10	11	15	9	18	13	14	10	11
<b>μ</b>	2,0	1,3	3,0	2,5	3,0	1,5	2,0	1,3	3,0	1,2	1,4
<b>ΔP/L</b>	0,3	0,26	0,31	0,32	0,33	0,35	0,3	0,36	0,31	0,28	0,26
<b>N<sub>кан</sub></b>	1	2	1	2	3	2	1	3	2	1	3
<b>D<sub>кан</sub></b>	0,18	0,2	0,22	0,24	0,25	0,16	0,3	0,27	0,28	0,24	0,16
<b>H<sub>тр</sub></b>	0,15	0,16	0,18	0,17	0,19	0,22	0,21	0,28	0,27	0,28	0,23
<b>M<sub>тр</sub></b>	2	1	2	1	1	2	2	1	2	2	1
<b>№</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>
<b>K<sub>p</sub></b>	13	17	20	12	13	11	9	13	16	17	8
<b>μ</b>	1,8	2,0	2,2	2,5	3,0	2,8	2,2	1,1	1,3	1,1	1,8
<b>ΔP/L</b>	0,3	0,24	0,22	0,23	0,26	0,25	0,3	0,36	0,26	0,27	0,24
<b>N<sub>кан</sub></b>	2	1	1	2	1	2	1	2	1	2	1
<b>D<sub>кан</sub></b>	0,15	0,22	0,23	0,24	0,33	0,28	0,26	0,3	0,18	0,19	0,21
<b>H<sub>тр</sub></b>	0,22	0,21	0,23	0,19	0,22	0,23	0,25	0,26	0,27	0,28	0,22
<b>M<sub>тр</sub></b>	1	2	2	1	2	1	2	1	2	1	2
<b>№</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>30</b>	<b>31</b>	<b>32</b>	<b>33</b>
<b>K<sub>p</sub></b>	9	12	13	10	11	9	15	14	16	11	17
<b>μ</b>	1,6	1,9	2,0	3,0	1,4	1,8	1,6	2,2	2,0	2,1	1,3
<b>ΔP/L</b>	0,2	0,22	0,24	0,25	0,31	0,32	0,28	0,24	0,25	0,28	0,31
<b>N<sub>кан</sub></b>	2	1	2	1	2	3	2	1	1	2	3
<b>D<sub>кан</sub></b>	0,22	0,23	0,25	0,26	0,27	0,28	0,3	0,31	0,29	0,28	0,18
<b>H<sub>тр</sub></b>	0,24	0,26	0,28	0,16	0,25	0,26	0,27	0,18	0,23	0,24	0,22
<b>M<sub>тр</sub></b>	1	2	1	2	1	1	1	2	2	1	1
<b>№</b>	<b>34</b>	<b>35</b>	<b>36</b>	<b>37</b>	<b>38</b>	<b>39</b>	<b>40</b>	<b>41</b>	<b>42</b>	<b>43</b>	<b>44</b>
<b>K<sub>p</sub></b>	9	20	13	17	9	16	18	19	15	12	13
<b>μ</b>	1,6	1,7	3,0	1,6	1,8	1,9	2,8	3,0	2,0	2,0	1,3
<b>ΔP/L</b>	0,4	0,28	0,35	0,37	0,39	0,4	0,22	0,28	0,3	0,28	0,24
<b>N<sub>кан</sub></b>	2	1	2	1	2	3	2	1	1	1	2
<b>D<sub>кан</sub></b>	0,22	0,26	0,3	0,31	0,28	0,29	0,26	0,2	0,25	0,18	0,2
<b>H<sub>тр</sub></b>	0,2	0,26	0,26	0,28	0,29	0,3	0,18	0,26	0,24	0,27	0,18
<b>M<sub>тр</sub></b>	1	2	1	2	1	1	1	2	2	1	2
<b>№</b>	<b>45</b>	<b>46</b>	<b>47</b>	<b>48</b>	<b>49</b>	<b>50</b>	<b>51</b>	<b>52</b>	<b>53</b>	<b>54</b>	<b>55</b>
<b>K<sub>p</sub></b>	11	9	13	16	17	8	9	12	13	10	11
<b>μ</b>	3,0	2,5	3,0	1,5	2	1,3	3,0	1,2	1,4	1,8	2,0
<b>ΔP/L</b>	0,25	0,28	0,31	0,4	0,28	0,35	0,37	0,39	0,4	0,22	0,28
<b>N<sub>кан</sub></b>	1	2	3	2	1	3	2	1	3	2	1
<b>D<sub>кан</sub></b>	0,22	0,24	0,25	0,16	0,3	0,27	0,28	0,24	0,16	0,15	0,22
<b>H<sub>тр</sub></b>	0,23	0,24	0,22	0,2	0,26	0,26	0,28	0,29	0,3	0,18	0,26
<b>M<sub>тр</sub></b>	2	1	1	1	2	1	2	1	1	1	2

## Практическая работа № 4 РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ АБСОЛЮТНОЙ, ФАЗОВОЙ И ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО ОПЫТНЫМ ДАННЫМ

### 4.1. Теоретическая часть

**Проницаемость** – это свойство горных пород пропускать через себя жидкости и газы при наличии перепада давления в процессе их добычи. Это фильтрующий параметр горной породы

**Абсолютной проницаемостью** называют проницаемость пористой среды, которая определена при наличии в ней лишь одной какой либо фазы, химически инертной по отношению к породе.

**Фазовой проницаемостью** называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем. Величина ее зависит не только от физических свойств пород, но также от степени насыщенности порового пространства нефтью, водой или газом и от их физико-химических свойств.

**Относительной проницаемостью** пористой среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

Для расчета коэффициента проницаемости  $K_P$  для жидкостей используется формула, полученная из закона Дарси:

$$K_P = \frac{Q_0 \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot F} \quad (4.1)$$

Уравнение для количественной оценки коэффициента проницаемости горных пород при линейной фильтрации газа запишется следующим образом:

$$K_P = \frac{2 \cdot Q_0 \cdot P_0 \cdot \mu \cdot L}{F \cdot (P_1^2 - P_2^2)} \quad (4.2)$$

где  $P_1$  и  $P_2$  – соответственно давление газа на входе в образец и на выходе из него, Па;  $Q_0$  – расход газа при атмосферном давлении  $P_0$ , м<sup>3</sup>/с;

Так как  $Q_0 = \frac{V_0}{t}$ , коэффициент проницаемости по газу рассчитывается по формуле:

$$K_P = \frac{2 \cdot V_0 \cdot P_0 \cdot \mu \cdot L}{F \cdot (P_1^2 - P_2^2) \cdot t}. \quad (4.3)$$

## 4.2. Типовые задачи

4.2.1. Определить коэффициент абсолютной проницаемости породы путем пропускания воздуха сквозь образец ( $P_0 = 1 \text{ атм} = 10^5 \text{ Па}$ ).

Исходные данные приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

№	Наименование параметра			
1	Диаметр образца породы	$d$	см	3,0
2	Длина образца породы	$L$	см	4,5
3	Объем профильтрованного сквозь образец воздуха	$V_{air}$	см <sup>3</sup>	3600
4	Время фильтрации воздуха	$\tau$	с	180
5	Динамическая вязкость воздуха при 20 °С	$\mu_{air}$	мПа · с	0,018
6	Давление на входе в образец	$P_{in}$	Па	$1,3 \cdot 10^5$
7	Давление на выходе из образца	$P_{out}$	Па	$1,0 \cdot 10^5$

### Решение:

Коэффициент проницаемости по газу породы можно определять по формулам (4.2) или (4.3). Для условий задачи воспользуемся формулой (4.3):

$$K_P = \frac{2 \cdot V_{air} \cdot P_0 \cdot \mu_{air} \cdot L}{F \cdot (P_{in}^2 - P_{out}^2) \cdot t}$$

$$F = \pi \cdot \left( \frac{d}{2} \right)^2 = 3,14 \times (3,0 \times 10^{-2} / 2)^2 = 7,065 \times 10^{-4} \text{ м}^2$$

$$K_P = \frac{2 \cdot 3600 \cdot 10^{-6} \cdot 10^5 \cdot 0,018 \cdot 10^{-3} \cdot 4,5 \cdot 10^{-2}}{7,065 \cdot 10^{-4} \cdot \left( (1,3 \cdot 10^5)^2 - (1,0 \cdot 10^5)^2 \right) \cdot 180} =$$

$$= 0,664 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \approx 0,664 \text{ Д}$$

#### 4.2.2. Расчет коэффициента проницаемости по нефти

Определить коэффициент проницаемости образца породы по нефти ( $k_H$ ) по данным лабораторных исследований.

Исходные данные и результаты исследования приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

№	Наименование параметра			
1	Диаметр образца породы	$d$	см	3,0
2	Длина образца породы	$L$	см	4,5
3	Объем профильтрованной сквозь образец нефти	$V_{oil}$	см <sup>3</sup>	313,2
4	Время фильтрации нефти	$\tau$	с	60
5	Динамическая вязкость нефти	$\mu_{oil}$	мПа · с	4,5
6	Давление на входе в образец	$P_{in}$	Па	$1,4 \cdot 10^5$
7	Давление на выходе из образца	$P_{out}$	Па	$0,8 \cdot 10^5$

#### Решение:

Коэффициент проницаемости образца породы по нефти определяется по формуле (4.1):

$$K_P = \frac{Q_0 \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot F}$$

$$F = \pi \cdot \left( \frac{d}{2} \right)^2 = 3,14 \times (3,0 \times 10^{-2} / 2)^2 = 7,065 \times 10^{-4} \text{ м}^2$$

$$Q_0 = \frac{V_0}{t},$$

$\Delta P = P_{in} - P_{out}$  – перепад давления на концах керна при заданном расходе, Па;

$$K_P = \frac{(313,2 \cdot 10^{-6} / 60) \cdot 4,5 \cdot 10^{-3} \cdot 4,5 \cdot 10^{-2}}{(1,4 \cdot 10^5 - 0,8 \cdot 10^5) \cdot 7,065 \cdot 10^{-4}} =$$

$$= 24,924 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \approx 24,924 \text{ Д}$$

#### 4.2.3. Расчет коэффициента относительной проницаемости

Сквозь образец пористой среды происходит фильтрация нефти и воды. Определить относительные проницаемости образца для фильтрующихся жидкостей и водонефтяной фактор.



**Относительной проницаемостью** пористой среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

Исходные данные приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

№	Наименование параметра			
1	Абсолютная проницаемость	$K$	мкм <sup>2</sup>	1,83
2	Динамическая вязкость нефти	$\mu_{oil}$	мПа · с	3,14
3	Динамическая вязкость воды	$\mu_{water}$	мПа · с	1,11
4	Коэффициент водонасыщенности	$S_w$	%	62

**Решение:**

Относительные проницаемости для нефти  $K'_{oil}$  и воды  $K'_w$  при водонасыщенности  $S_w = 62\%$  определяются по зависимости относительных проницаемостей от насыщенности водой порового пространства, полученной экспериментально для данного образца породы (рис. 4.1).

Таким образом, для нефти  $K'_{oil} = 0,18$ , для воды  $K'_w = 0,20$ .

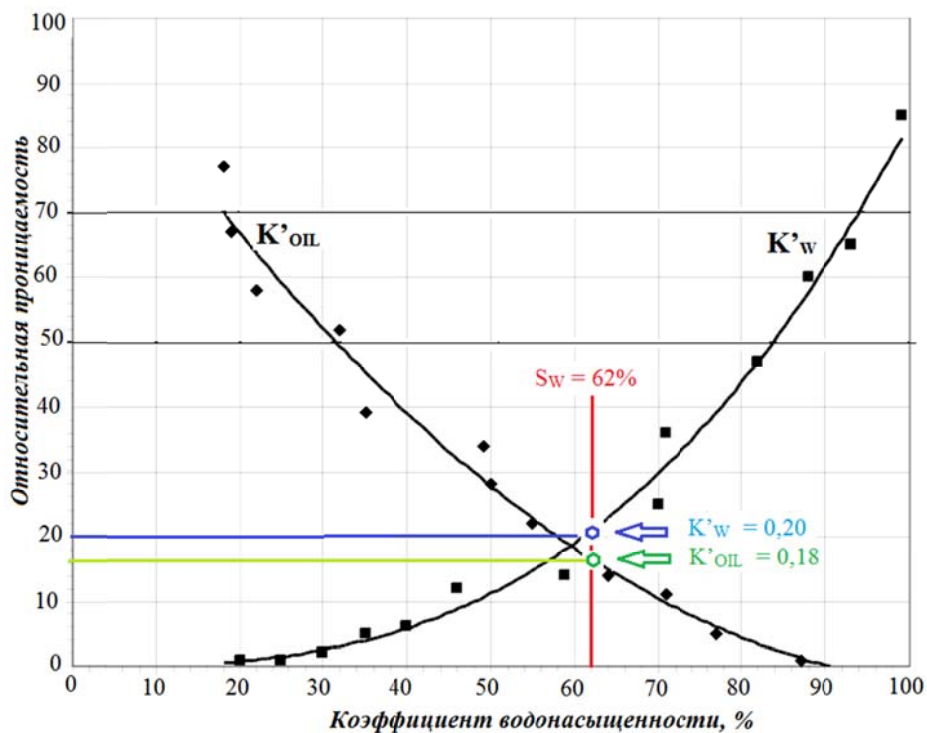


Рисунок 4.1 – Зависимость относительной проницаемости от водонасыщенности для  $S_w = 62\%$ .

Фазовые проницаемости составят для нефти и для воды:

$$K_{OIL} = K'_{OIL} \cdot K$$

$$K_{OIL} = 0,18 \cdot 1,83 = 0,329 \text{ (мкм}^2\text{)}$$

$$K_W = K'_W \cdot K$$

$$K_W = 0,20 \cdot 1,83 = 0,366 \text{ (мкм}^2\text{)}.$$

Водонефтяной фактор в процессе течения определим из закона Дарси:

$$\frac{Q_W}{Q_{OIL}} = \frac{\frac{K_W}{\mu_W} \cdot \frac{F \cdot \Delta P}{L}}{\frac{K_{OIL}}{\mu_{OIL}} \cdot \frac{F \cdot \Delta P}{L}} = \frac{K_W \cdot \mu_{OIL}}{K_{OIL} \cdot \mu_W} = \frac{0,366 \cdot 3,14}{0,329 \cdot 1,11} = 3,143$$

### **4.3. Задания для самостоятельной работы**

Необходимо рассчитать:

4.3.1. Коэффициент абсолютной проницаемости (Типовая задача 4.2.1).

4.3.2. Коэффициент проницаемости по нефти (Типовая задача 4.2.2).

4.3.3. Коэффициент относительной проницаемости (Типовая задача 4.2.3, рис. 4.2)

Исходные данные приведены в табл. 4.4, 4.5, 4.6.

*B* – 1, ..., 20 – варианты заданий для группы “А”,

*B* – 21, ..., 40 – варианты заданий для группы “Б”,

*B* – 41, ..., 56 – варианты заданий для группы “Д”.

### **4.4 Исходные данные**

Обозначения в табл. 4.4:

*d* – Диаметр образца породы, см;

*L* – Длина образца породы, см;

*V<sub>air</sub>* – Объем профильтрованного сквозь образец воздуха, см<sup>3</sup>;

*τ* – Время фильтрации воздуха, с;

*μ<sub>air</sub>* – Динамическая вязкость воздуха при 20 °С, мПа·с;

*P<sub>in</sub>* · 10<sup>5</sup> – Давление на входе в образец, Па;

*P<sub>out</sub>* · 10<sup>5</sup> – Давление на выходе из образца, Па,

Таблица 4.4

<b>B</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
<b>d</b>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b>L</b>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b>Vair</b>	3200	3800	4100	3500	3300	3100	3600	3900
$\tau$	160	175	220	125	170	155	145	180
$\mu_{air}$	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
<b>Pin</b>	1,7	1,5	2,2	2,1	2,6	2,3	1,9	1,6
<b>Pout</b>	1,2	1,0	1,6	1,7	2,1	1,8	1,3	1,1
<b>B</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>
<b>d</b>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b>L</b>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b>Vair</b>	4200	3100	3400	3700	4000	4300	3200	3500
$\tau$	210	175	210	160	200	220	185	170
$\mu_{air}$	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
<b>Pin</b>	1,8	1,5	1,8	1,7	2,1	2,2	1,6	2,6
<b>Pout</b>	1,2	1,0	1,3	1,2	1,5	1,6	1,1	2,1
<b>B</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>
<b>d</b>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b>L</b>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b>Vair</b>	3800	4100	3300	3600	3900	4200	4100	3500
$\tau$	155	125	145	165	135	150	170	185
$\mu_{air}$	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
<b>Pin</b>	1,8	2,1	1,9	2,3	2,2	2,0	1,4	1,5
<b>Pout</b>	1,2	1,7	1,5	1,8	1,7	1,6	1,0	1,1
<b>B</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>30</b>	<b>31</b>	<b>32</b>
<b>d</b>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b>L</b>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b>Vair</b>	3700	3200	3500	3800	4100	4400	4500	4300
$\tau$	205	220	200	180	160	175	190	205
$\mu_{air}$	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
<b>Pin</b>	1,9	2,5	2,3	2,1	1,9	1,7	1,5	1,6
<b>Pout</b>	1,3	2,0	1,7	1,6	1,3	1,3	1,1	1,2
<b>B</b>	<b>33</b>	<b>34</b>	<b>35</b>	<b>36</b>	<b>37</b>	<b>38</b>	<b>39</b>	<b>40</b>
<b>d</b>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b>L</b>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b>Vair</b>	4100	3900	3700	3500	3300	3100	3200	3400
$\tau$	180	155	140	125	185	200	220	155
$\mu_{air}$	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
<b>Pin</b>	1,8	1,5	1,7	2,0	2,2	2,4	2,6	2,1
<b>Pout</b>	1,3	1,1	1,2	1,5	1,8	2,0	2,1	1,7

<b><i>B</i></b>	<b><i>41</i></b>	<b><i>42</i></b>	<b><i>43</i></b>	<b><i>44</i></b>	<b><i>45</i></b>	<b><i>46</i></b>	<b><i>47</i></b>	<b><i>48</i></b>
<b><i>d</i></b>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b><i>L</i></b>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b><i>V<sub>air</sub></i></b>	3600	3800	4000	4200	4400	4000	4100	3900
<b><math>\tau</math></b>	195	215	220	135	145	165	175	240
<b><math>\mu_{air}</math></b>	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
<b><i>P<sub>in</sub></i></b>	2,4	1,5	1,8	2,1	2,4	2,3	2,0	1,7
<b><i>P<sub>out</sub></i></b>	1,8	1,1	1,3	1,5	2,0	1,8	1,5	1,3
<b><i>B</i></b>	<b><i>49</i></b>	<b><i>50</i></b>	<b><i>51</i></b>	<b><i>52</i></b>	<b><i>53</i></b>	<b><i>54</i></b>	<b><i>55</i></b>	<b><i>56</i></b>
<b><i>d</i></b>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b><i>L</i></b>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b><i>V<sub>air</sub></i></b>	3600	3300	3200	3500	3900	4100	3400	3800
<b><math>\tau</math></b>	230	255	210	180	160	185	130	195
<b><math>\mu_{air}</math></b>	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
<b><i>P<sub>in</sub></i></b>	1,4	1,8	2,2	2,6	2,3	2,5	2,0	2,1
<b><i>P<sub>out</sub></i></b>	1,0	1,4	1,7	2,0	1,8	1,9	1,6	1,5

Обозначения в табл. 4.5:

***d*** – Диаметр образца породы, см;

***L*** – Длина образца породы, см;

***V<sub>oil</sub>*** – Объем профильтрованной сквозь образец нефти, см<sup>3</sup>;

**$\tau$**  – Время фильтрации нефти, с;

**$\mu_{oil}$**  – Динамическая вязкость нефти, мПа · с;

***P<sub>in</sub>*** · 10<sup>5</sup> – Давление на входе в образец, Па;

***P<sub>out</sub>*** · 10<sup>5</sup> – Давление на выходе из образца, Па,

Таблица 4.5

<b><i>B</i></b>	<b><i>1</i></b>	<b><i>2</i></b>	<b><i>3</i></b>	<b><i>4</i></b>	<b><i>5</i></b>	<b><i>6</i></b>	<b><i>7</i></b>	<b><i>8</i></b>
<b><i>d</i></b>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b><i>L</i></b>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b><i>V<sub>oil</sub></i></b>	150	132	181	150	166	180	154	143
<b><math>\tau</math></b>	51	48	74	87	56	84	77	69
<b><math>\mu_{oil}</math></b>	9,6	7,6	8,6	7,1	5,9	7,7	8,6	9,1
<b><i>P<sub>in</sub></i></b>	2,2	1,5	1,9	2,6	1,6	1,7	2,1	1,8
<b><i>P<sub>out</sub></i></b>	1,6	1,0	1,3	2,1	1,1	1,2	1,7	1,2
<b><i>B</i></b>	<b><i>9</i></b>	<b><i>10</i></b>	<b><i>11</i></b>	<b><i>12</i></b>	<b><i>13</i></b>	<b><i>14</i></b>	<b><i>15</i></b>	<b><i>16</i></b>
<b><i>d</i></b>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b><i>L</i></b>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b><i>V<sub>oil</sub></i></b>	157	149	162	157	138	144	159	150
<b><math>\tau</math></b>	61	45	74	54	49	68	62	73
<b><math>\mu_{oil}</math></b>	6,3	6,3	6,1	5,8	8,8	6,8	7,2	5,4
<b><i>P<sub>in</sub></i></b>	2,3	1,7	1,6	1,5	2,1	2,1	1,8	1,8
<b><i>P<sub>out</sub></i></b>	1,8	1,2	1,1	1,0	1,7	1,5	1,2	1,3

<b><i>B</i></b>	<b><i>17</i></b>	<b><i>18</i></b>	<b><i>19</i></b>	<b><i>20</i></b>	<b><i>21</i></b>	<b><i>22</i></b>	<b><i>23</i></b>	<b><i>24</i></b>
<b>d</b>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b>L</b>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b><i>V<sub>oil</sub></i></b>	137	152	143	133	151	196	188	179
<b><math>\tau</math></b>	79	86	58	63	68	77	54	49
<b><math>\mu_{oil}</math></b>	5,8	7,7	7,5	5,8	9,1	8,4	7,9	5,2
<b>Pin</b>	2,6	2,2	2,3	1,9	1,9	1,5	2,2	1,4
<b>Pout</b>	2,1	1,6	1,8	1,3	1,5	1,1	1,7	1,0
<b><i>B</i></b>	<b><i>25</i></b>	<b><i>26</i></b>	<b><i>27</i></b>	<b><i>28</i></b>	<b><i>29</i></b>	<b><i>30</i></b>	<b><i>31</i></b>	<b><i>32</i></b>
<b>d</b>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b>L</b>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b><i>V<sub>oil</sub></i></b>	211	205	209	201	198	175	184	155
<b><math>\tau</math></b>	63	50	53	56	59	62	65	68
<b><math>\mu_{oil}</math></b>	6,0	5,5	5,9	6,3	6,7	7,1	7,5	7,9
<b>Pin</b>	2,0	1,5	1,8	2,0	2,1	2,5	2,3	1,7
<b>Pout</b>	1,6	1,1	1,2	1,5	1,6	2,0	1,9	1,3
<b><i>B</i></b>	<b><i>33</i></b>	<b><i>34</i></b>	<b><i>35</i></b>	<b><i>36</i></b>	<b><i>37</i></b>	<b><i>38</i></b>	<b><i>39</i></b>	<b><i>40</i></b>
<b>d</b>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b>L</b>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b><i>V<sub>oil</sub></i></b>	144	130	159	189	177	179	145	210
<b><math>\tau</math></b>	71	74	77	80	83	86	89	87
<b><math>\mu_{oil}</math></b>	8,3	8,7	9,1	9,5	9,9	7,8	8,0	8,2
<b>Pin</b>	1,9	1,6	2,2	2,4	2,1	2,5	1,8	1,6
<b>Pout</b>	1,4	1,2	1,7	1,9	1,6	1,9	1,4	1,2
<b><i>B</i></b>	<b><i>41</i></b>	<b><i>42</i></b>	<b><i>43</i></b>	<b><i>44</i></b>	<b><i>45</i></b>	<b><i>46</i></b>	<b><i>47</i></b>	<b><i>48</i></b>
<b>d</b>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b>L</b>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b><i>V<sub>oil</sub></i></b>	189	170	165	158	149	137	157	188
<b><math>\tau</math></b>	90	85	80	75	70	60	66	73
<b><math>\mu_{oil}</math></b>	8,4	8,6	8,8	9,0	5,6	5,8	6,1	6,4
<b>Pin</b>	1,9	2,2	2,5	1,7	1,6	2,0	2,1	2,3
<b>Pout</b>	1,4	1,4	1,9	1,2	1,2	1,5	1,6	1,8
<b><i>B</i></b>	<b><i>49</i></b>	<b><i>50</i></b>	<b><i>51</i></b>	<b><i>52</i></b>	<b><i>53</i></b>	<b><i>54</i></b>	<b><i>55</i></b>	<b><i>56</i></b>
<b>d</b>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b>L</b>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b><i>V<sub>oil</sub></i></b>	207	191	175	163	152	144	175	182
<b><math>\tau</math></b>	59	66	71	83	51	69	74	88
<b><math>\mu_{oil}</math></b>	6,8	7,5	5,8	7,3	8,2	8,6	6,1	6,5
<b>Pin</b>	1,8	1,6	1,7	1,9	2,2	2,4	2,6	2,0
<b>Pout</b>	1,3	1,2	1,2	1,4	1,8	2,0	2,1	1,6

Обозначения в табл. 4.6:

$K$  – Абсолютная проницаемость, мкм<sup>2</sup>;

$\mu_{oil}$  – Динамическая вязкость нефти, мПа·с;

$\mu W$  – Динамическая вязкость воды, мПа·с;

$S_w$  – Коэффициент водонасыщенности, %;

Таблица 4.6

<i>B</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
<b>K</b>	2,31	2,95	2,71	3,32	3,47	4,11	2,85	3,00
<b><math>\mu_{OIL}</math></b>	2,71	2,45	4,75	4,31	3,65	4,17	2,47	3,11
<b><math>\mu W</math></b>	1,07	1,14	1,03	1, 09	1,13	1,04	1,10	1,07
<b>SW</b>	47	54	35	67	38	44	73	56
<i>B</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>
<b>K</b>	3,15	2,96	2,33	2,55	2,47	3,17	3,45	3,89
<b><math>\mu_{OIL}</math></b>	4,13	2,85	3,47	3,00	3,55	3,61	2,87	2,69
<b><math>\mu W</math></b>	1,08	1,03	1,05	1,01	1,06	1,09	1,15	1,08
<b>SW</b>	49	54	62	50	45	66	47	58
<i>B</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>
<b>K</b>	2,55	2,11	2,09	3,40	4,12	3,65	2,88	2,61
<b><math>\mu_{OIL}</math></b>	3,50	4,16	3,53	4,22	4,77	3,69	2,99	2,37
<b><math>\mu W</math></b>	1,06	1,04	1,03	1,00	1,05	1,07	1,11	1,13
<b>SW</b>	61	69	39	54	37	44	51	62
<i>B</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>	<i>32</i>
<b>K</b>	3,52	4,05	2,85	2,77	2,44	3,59	3,80	2,65
<b><math>\mu_{OIL}</math></b>	3,57	4,55	3,17	2,99	3,18	4,25	4,80	3,95
<b><math>\mu W</math></b>	1,08	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09	1,11	1,13
<b>SW</b>	57	47	50	53	56	59	62	65
<i>B</i>	<i>33</i>	<i>34</i>	<i>35</i>	<i>36</i>	<i>37</i>	<i>38</i>	<i>39</i>	<i>40</i>
<b>K</b>	3,15	4,20	2,95	3,28	4,18	3,21	3,48	2,69
<b><math>\mu_{OIL}</math></b>	3,77	4,85	3,66	4,25	4,68	4,15	4,08	3,69
<b><math>\mu W</math></b>	1,15	1,14	1,12	1,10	1,08	1,06	1,04	1,02
<b>SW</b>	44	46	48	50	52	54	56	57
<i>B</i>	<i>41</i>	<i>42</i>	<i>43</i>	<i>44</i>	<i>45</i>	<i>46</i>	<i>47</i>	<i>48</i>
<b>K</b>	2,72	3,29	3,17	3,42	3,97	2,59	2,43	2,55
<b><math>\mu_{OIL}</math></b>	3,68	3,95	3,88	4,18	4,42	3,78	3,61	3,49
<b><math>\mu W</math></b>	1,00	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,02	1,04
<b>SW</b>	60	62	64	66	54	53	55	57
<i>B</i>	<i>49</i>	<i>50</i>	<i>51</i>	<i>52</i>	<i>53</i>	<i>54</i>	<i>55</i>	<i>56</i>
<b>K</b>	3,41	3,26	4,10	3,85	2,76	2,89	3,77	4,09
<b><math>\mu_{OIL}</math></b>	4,14	4,27	4,55	4,18	3,47	3,92	4,25	4,36
<b><math>\mu W</math></b>	1,06	1,08	1,10	1,12	1,14	1,15	1,01	1,03
<b>SW</b>	59	61	63	65	48	49	56	60

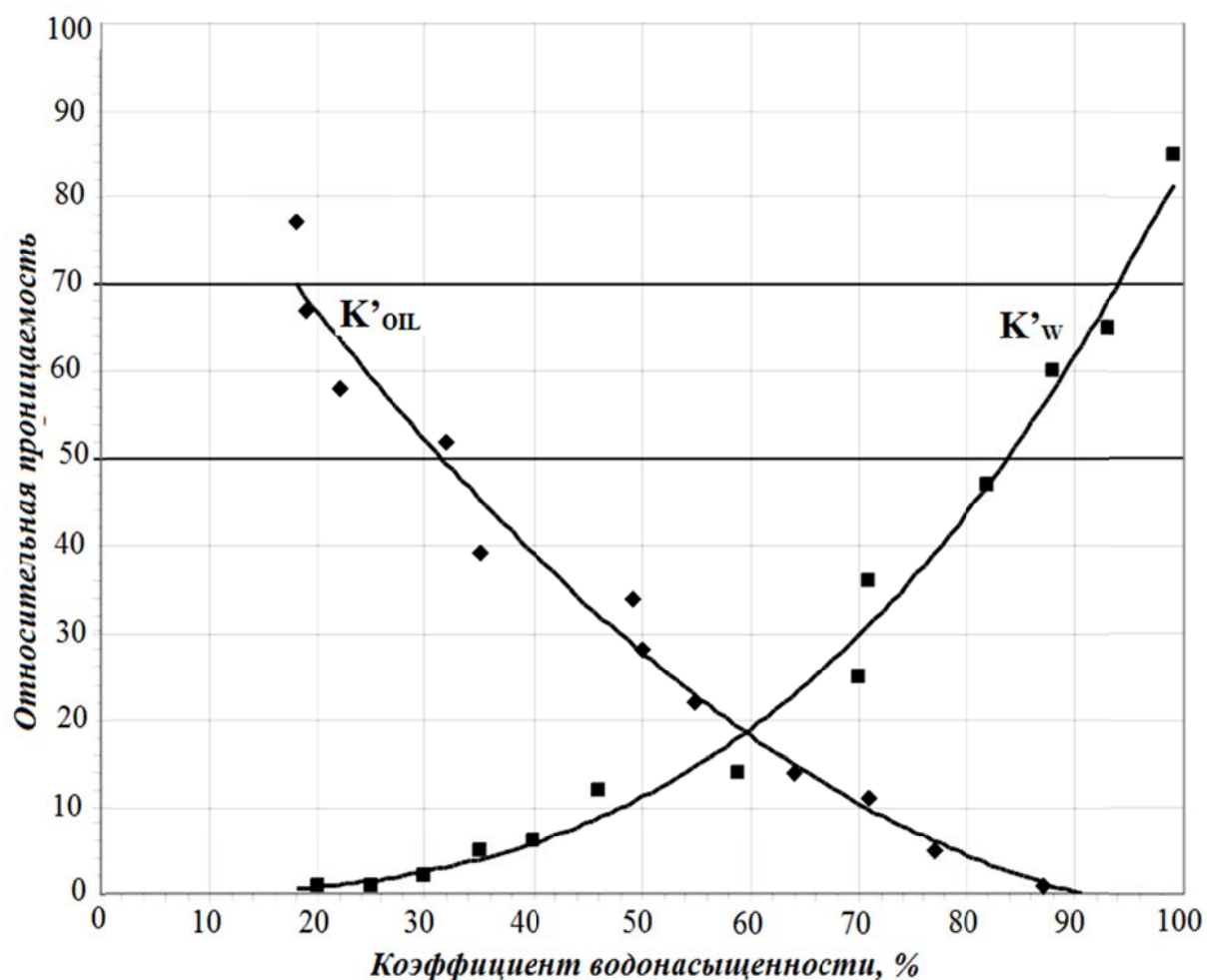


Рисунок 4.2 – Зависимость относительной проницаемости от водонасыщенности

## Практическая работа № 5 СОСТОЯНИЕ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ

### 5.1. Теоретическая часть

В пластовых условиях газы в зависимости от их состава, давления и температуры (термобарического режима в пласте) могут находиться в различных агрегатных состояниях — газообразном, жидком, в виде газожидкостных смесей.

Природные газы, добываемые из газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, состоят из углеводородов (УВ) метанового

ряда  $\text{CH}_4$ - $\text{C}_4\text{H}_{10}$ : метана, этана, пропана, изобутана и н-бутана, а также неуглеводородных компонентов:  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{Ar}$ ,  $\text{He}$ ,  $\text{Kr}$ ,  $\text{Xe}$  и других.

**Уравнение состояния Клапейрона–Менделеева** справедливо для идеального газа и для нефтяных систем работает в области давлений, близких к атмосферному. При давлениях  $P > 10$  атм нефтяной газ из идеальной системы переходит в неидеальную и описывается уравнением Клапейрона–Менделеева с коэффициентом сжимаемости  $z$ , который учитывает отклонение реальных газов от законов сжатия и расширения идеальных газов.

**Коэффициент сжимаемости (сверхсжимаемости) газа  $z$**  функционально зависит от приведенных давлений и температур:

$$z = f(T_{\text{прив}}, P_{\text{прив}}), \quad (5.1)$$

где  $T_{\text{прив}}$  – приведенная температура;

$P_{\text{прив}}$  – приведенное давление.

**Критическая температура ( $T_{\text{кр}}$ )** – максимальная температура, при которой газ и жидкость могут ещё сосуществовать в равновесии. При более высокой температуре жидкой фазы быть не может.

**Критическое давление** – давление паров вещества при критической температуре

Для смесей газов **среднекритические (псевдокритические)** давления и температуры вычисляют по формулам:

$$P_{ps-CR}^{Mix} = \sum_{i=1}^n P_{CR}^i \cdot N_i \quad (5.2)$$

$$T_{ps-CR}^{Mix} = \sum_{i=1}^n T_{CR}^i \cdot N_i, \quad (5.3)$$

где  $N_i$  – масса  $i$ -го компонента смеси.

**Приведёнными параметрами смеси газов ( $T_{Pr}$ ,  $P_{Pr}$ )** называются безразмерные величины, показывающие, во сколько раз действительные параметры состояния газа: температура, давление, объём, плотность и другие больше или меньше псевдокритических.

$$T_{Pr} = T/T_{ps-CR}; \quad (5.4)$$

$$P_{Pr} = P/P_{ps-CR}. \quad (5.5)$$



Критические давления, температуры и коэффициенты сжимаемости компонентов нефтяных газов приводятся в специальных таблицах

Существуют графики для оценки коэффициентов сжимаемости от приведённых давлений и температур (рис. 5.1).

Объём газа в пластовых условиях  $V_{пл}$  определяют по закону Бойля-Мариотта:

$$z \cdot \frac{V_0 \cdot P_0}{T_0} = \frac{V_{пл} \cdot P_{пл}}{T_{пл}}; \quad (5.6)$$

$$V_{пл} = z \cdot \frac{V_0 \cdot T_{пл} \cdot P_0}{T_0 \cdot P_{пл}} = \frac{z \cdot V_0 \cdot P_0 \cdot (273,15 + t_{пл})}{273,15 \cdot P_{пл}}. \quad (5.7)$$

**Объемный коэффициент газа** оценивается отношением объема газа в пластовых условиях к объему, занимаемому газом при нормальных условиях:

$$b = \frac{V_{пл}}{V_0} = z \cdot \frac{T_{пл} \cdot P_0}{T_0 \cdot P_{пл}} = \frac{z \cdot (273,15 + t_{пл}) \cdot P_0}{273,15 \cdot P_{пл}}. \quad (5.8)$$

**Нормальным условиям (н.у.)** соответствуют абсолютная температура 273,15 К и абсолютное давление 0,1 МПа.

**Стандартным условиям (с.у.)** соответствуют температура 20°C (293,15 К) и абсолютное давление 0,1 МПа.

## 5.2. Типовая задача

Дана исходная таблица состава газа. Используя ее, мы определяем коэффициенты сжимаемости ( $z$ ) и объемный коэффициент газа ( $b$ ), занимающего первоначальный объем ( $V_0$ ) 1000 м<sup>3</sup> при нормальных условиях для пластовых условий:  $P_{пл} = 100$  атм,  $t_{пл} = 50$  °С. Состав газа ( $N_i$ , %) задан в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Компонент, $N_i$	%
метан (CH <sub>4</sub> )	82
этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	9
пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	5,1
изобутан (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,8

Компонент, $N_i$	%
н-бутан (n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	1,7
изопентан (i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,6
н-пентан (n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,3
гексаны (C <sub>6</sub> H <sub>12</sub> )	0,5

**Решение:**

1) Рассчитываем приведенное давление по формуле (5.4):

$$P_{Пр} = \frac{P_{Пл}}{\Sigma(N_i \cdot P_{i-кр})}. \quad (5.9)$$

Для расчета  $P_{Пр}$  и  $T_{Пр}$  используем критическое давление и критическую температуру смеси газов. Данные для каждого компонента представлены в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Компонент	N <sub>i</sub> , доли	P <sub>CR</sub> , атм.	T <sub>CR</sub> , К	N <sub>i</sub> · P <sub>i CR</sub> , атм.	N <sub>i</sub> · T <sub>i CR</sub> , К
CH <sub>4</sub>	0,82	47,32	191	38,80	156,62
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,09	49,78	305	4,48	27,45
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,051	43,38	370	2,21	18,87
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,008	38,25	407	0,31	3,26
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,017	38,74	425	0,66	7,23
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,006	33,89	461	0,20	2,77
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,003	34,1	470	0,10	1,41
C <sub>6</sub> H <sub>12</sub>	0,005	30,52	508	0,15	2,54
				Σ = 46,92	Σ = 220,14

$$P_{Пр} = \frac{100}{0,82 \cdot 47,32 + 0,09 \cdot 49,78 + 0,051 \cdot 43,38 + 0,008 \cdot 38,25 + 0,017 \cdot 38,74 + 0,006 \cdot 33,89 + 0,003 \cdot 34,1 + 0,005 \cdot 30,52} = \frac{100}{46,92} = 2,13$$

2) Рассчитываем приведенную температуру по формуле (5.5):

$$T_{Пр} = \frac{t_{Пл} + 273,15}{\Sigma(N_i \cdot T_{i CR})}$$

$$T_{Пр} = \frac{50 + 273,15}{0,82 \cdot 191 + 0,09 \cdot 305 + 0,051 \cdot 370 + 0,008 \cdot 407 + 0,017 \cdot 425 + 0,006 \cdot 461 + 0,003 \cdot 470 + 0,005 \cdot 508} = \frac{323,15}{220,14} = 1,47$$

3) Определяем  $z$  по графикам **рис.5.1**  $z = f(P_{Пр})$  при  $T_{Пр} = \text{const.}$  Для нашего случая  $z = 0,81$ .

4) Объем газа в пластовых условиях определяем, используя закон Бойля-Мариотта (5.7):

$$V_{Пл} = \frac{z \cdot V_o \cdot P_o \cdot (273,15 + t_{Пл})}{273,15 \cdot P_{Пл}} = \frac{0,81 \cdot 1000 \cdot 1 \cdot (273,15 + 50)}{273,15 \cdot 100} = 9,58 \text{ м}^3.$$

5) Объемный коэффициент газа оценивается отношением объемов газа в пластовых условиях к объему при н.у. по формуле (5.8):

$$b = \frac{V_{Пл}}{V_o} = \frac{z \cdot (273,15 + t_{Пл}) \cdot P_o}{273,15 \cdot P_{Пл}}$$

$$b = \frac{9,58}{1000} = \frac{0,81 \cdot (273,15 + 50) \cdot 1}{273,15 \cdot 100} = 0,00958$$

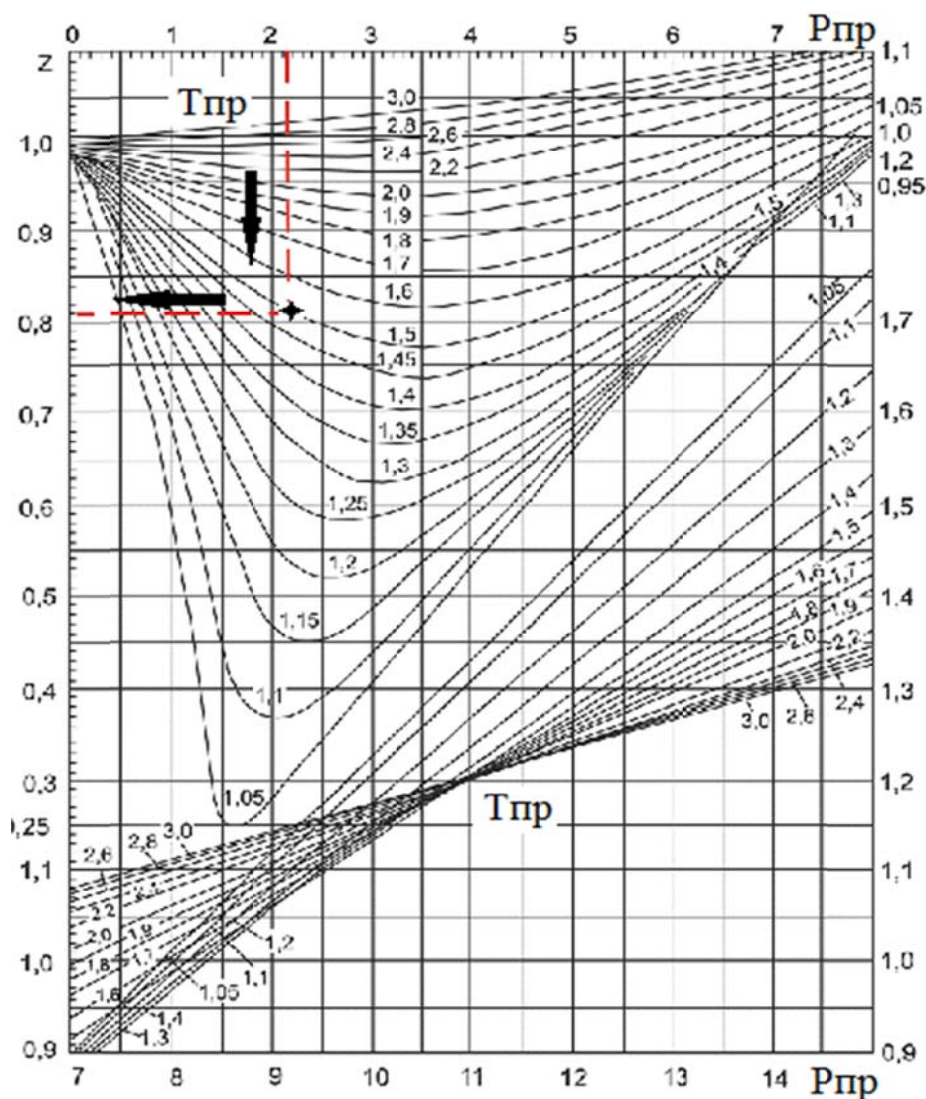


Рисунок 5.1. – Графики зависимости коэффициента сжимаемости  $Z$  углеводородного газа от приведенных псевдокритических давления  $P_{пр}$  и температуры  $T_{пр}$ . Шифр кривых – значения  $T_{пр}$

### 5.3. Задания для самостоятельной работы

Необходимо рассчитать:

5.3.1. Приведенное давление, приведенную температуру и коэффициентов сжимаемости  $z$  (рис.5.1).

5.3.2. Объем газа в пластовых условиях.

5.3.3. Объемный коэффициент газа.

Исходные данные приведены в Таблице 5.3.

$B - 1, \dots, 20$  – варианты заданий для группы “А”,

$B - 21, \dots, 40$  – варианты заданий для группы “Б”,

$B - 41, \dots, 56$  – варианты заданий для группы “Д”.

Таблица 5.3

$B$	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$CH_4$	84,2	92,1	93,1	89,6	89,3	86,4	89,5	90,2	92,6
$C_2H_6$	11,5	3,7	2,9	7	6,9	9,1	7,2	5,5	4,2
$C_3H_8$	3,2	2,8	3,1	2,6	2,8	2,9	1,7	3,1	1,9
i- $C_4H_{10}$	0,7	0,9	0,3	0,6	0,7	0,9	0,7	0,9	0,4
n- $C_4H_{10}$	0,4	0,5	0,6	0,2	0,3	0,7	0,9	0,3	0,9
$V_o$	1500	3000	2200	4000	1200	1800	2000	1400	1800
$P_{STR}$	220	310	280	300	180	240	260	280	300
$t_{STR}$	42	48	56	65	53	64	54	55	62
$B$	10	11	12	13	14	15	16	17	18
$CH_4$	94,3	95,0	92,6	91,7	91,7	89,6	89,7	90,8	91,4
$C_2H_6$	2,4	0,9	4,4	5,3	5,1	6,0	6,7	5,2	4,2
$C_3H_8$	2,4	2,6	1,9	1,7	1,6	3,2	2,8	2,6	2,7
i- $C_4H_{10}$	0,2	0,9	0,6	0,7	0,9	0,3	0,4	0,8	0,9
n- $C_4H_{10}$	0,7	0,6	0,5	0,6	0,7	0,9	0,4	0,6	0,8
$V_o$	2000	2200	3000	4000	1400	1600	2400	2200	1900
$P_{STR}$	280	280	310	190	215	285	290	310	260
$t_{STR}$	63	63	48	49	48	39	65	57	53
$B$	19	20	21	22	23	24	25	26	27
$CH_4$	87,6	89,5	87,6	89,7	92,3	91,4	90,7	90,8	89,7
$C_2H_6$	8,0	6,0	7,7	7,0	5,1	6,3	7,4	6,8	6,2
$C_3H_8$	2,9	3,3	3,2	1,8	1,6	1,3	1,4	1,5	2,8
i- $C_4H_{10}$	0,6	0,7	0,9	0,8	0,6	0,7	0,3	0,2	0,4
n- $C_4H_{10}$	0,9	0,5	0,6	0,7	0,4	0,3	0,2	0,7	0,9
$V_o$	2800	3000	3400	3300	3200	1900	2800	1400	1600
$P_{STR}$	270	240	285	230	220	240	190	180	240
$t_{STR}$	58	61	49	39	60	40	44	46	47

<i>B</i>	28	29	30	31	32	33	34	35	36
CH <sub>4</sub>	89,8	90,1	92,3	90,4	88,6	89,4	89,5	89,7	89,5
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	6,3	5,9	2,5	5,7	8,5	6,4	5,7	4,8	5,6
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2,6	3,1	3,6	2,0	2,2	2,1	2,8	3,6	3,2
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,5	0,6	0,7	0,9	0,4	0,9	0,8	0,6	0,8
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,8	0,3	0,9	1,0	0,3	1,2	1,2	1,3	0,9
V <sub>0</sub>	2800	3200	3300	4000	1200	2300	3100	1500	3000
P <sub>STR</sub>	245	295	310	315	320	190	240	380	240
t <sub>STR</sub>	49	52	56	58	61	39	42	54	52
<i>B</i>	37	38	39	40	41	42	43	44	45
CH <sub>4</sub>	90,1	91,2	90,3	89,9	90,7	91,2	91,7	90,5	90,7
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	6,0	5,3	5,4	6,0	5,2	4,0	6,2	6,3	6,8
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2,4	2,6	2,8	2,7	2,8	2,8	1,5	2,8	1,4
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,9	0,2	0,6	0,7	0,7	0,8	0,3	0,2	0,7
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,6	0,7	0,9	0,7	0,6	1,2	0,3	0,2	0,4
V <sub>0</sub>	1700	2400	2800	4000	3800	2200	3200	3300	4000
P <sub>STR</sub>	300	210	310	280	240	310	285	290	310
t <sub>STR</sub>	54	48	46	42	18	65	39	65	57
<i>B</i>	46	47	48	49	50	51	52	53	54
CH <sub>4</sub>	90,1	89,3	84,2	85,2	91,6	90,4	87,5	92,1	90,7
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	7,2	6,1	10,5	10,5	5,5	5,7	8,6	4,6	6,2
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,8	2,8	4,1	2,8	2,5	2,3	2,7	1,5	1,9
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,5	0,9	0,9	0,9	0,3	0,8	0,5	0,8	0,3
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,4	0,9	0,3	0,6	0,1	0,8	0,7	1,0	0,9
V <sub>0</sub>	1200	2300	3100	1500	3000	1700	2400	2800	4000
P <sub>STR</sub>	260	270	240	285	230	220	240	190	180
t <sub>STR</sub>	53	58	61	49	39	60	40	44	46

## Практическая работа № 6 ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

### 6.1. Теоретическая часть

#### 6.1.1. Расчет состояния равновесной газовой фазы

Фазовое состояние описывается *законом Дальтона-Рауля*. Согласно закону Дальтона (формула 6.1):

$$P_i = N_{yi} \cdot P, \quad (6.1)$$

$$\Sigma N_{yi} = 1, \quad \Sigma P_i = P,$$

где  $P_i$  – парциальное давление  $i$ -го компонента, входящего в газовую смесь;

$N_{yi}$  – мольная доля газового  $i$ -го компонента в газовой фазе;

$P$  – общее давление системы.

Согласно закону Рауля (формулы (6.2)–(6.3)):

$$P_i = N_{xi} \cdot P_{нас.пар.i}, \quad (6.2)$$

$$\begin{aligned} P_i &= N_{xi} \cdot Q_i, \\ \Sigma N_{xi} &= 1, \quad \Sigma P_i = \Sigma Q_i = Q, \end{aligned} \quad (6.3)$$

где  $P_i$  – парциальное давление  $i$ -го компонента над жидкостью;

$N_{xi}$  – мольная доля  $i$ -го компонента в жидкой фазе;

$P_{нас.пар.i}$  – давление насыщенного пара  $i$ -го компонента;

$Q_i$  – упругость паров  $i$ -го компонента;

$Q$  – упругость паров над жидкостью.

Приравняв правые части уравнений (6.1) и (6.2) или (6.1) и (6.3), получим закон Дальтона-Рауля (формулы (6.4) – (6.6)):

$$N_{yi} \cdot P_{общ} = N_{xi} \cdot P_{нас.пар.i}, \quad (6.4)$$

или

$$N_{yi} \cdot P_{общ} = N_{xi} \cdot Q_i, \quad (6.5)$$

$$N_{yi} = N_{xi} \cdot Q_i / P. \quad (6.6)$$

### 6.1.2. Расчет состояния равновесной жидкой фазы

Согласно закону Дальтона – Рауля расчет состава равновесной жидкой фазы производится по формулам:

$$N_{xi} \cdot Q_i = N_{yi} \cdot P, \quad (6.7)$$

$$N_{xi} = N_{yi} \cdot P / Q_i. \quad (6.8)$$

### 6.1.3. Расчет равновесных смесей с использованием констант фазовых равновесий

При расчете равновесных смесей используются константы фазовых равновесий и уравнение материального баланса:

$$K_p = \frac{N_{yi}}{N_{xi}}, \text{ при } P, t = \text{const}, \quad (6.9)$$

$$N_{zi} = N_{yi} \cdot V + N_{xi} \cdot L, \quad (6.10)$$

где  $V$  – доля газовой части смеси;

$L$  – доля жидкой части смеси.

Соответственно

$$V + L = 1. \quad (6.11)$$

## 6.2. Типовые задачи

### 6.2.1. Расчет состояния равновесной газовой фазы

Дан состав жидкой фазы ( $N_{xi}$ , доли). Для заданной температуры ( $t, ^\circ\text{C}$ ) необходимо рассчитать равновесный состав газовой фазы ( $N_{yi}$ ).

**Дано:**

Компонент, $V_i$	$N_{xi}$ , доли
пропан ( $\text{C}_3\text{H}_8$ )	0,09
изобутан ( $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ )	0,07
н-бутан ( $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$ )	0,15
изопентан ( $i\text{-C}_5\text{H}_{12}$ )	0,17
н-пентан ( $n\text{-C}_5\text{H}_{12}$ )	0,07
гексан ( $\text{C}_6\text{H}_{14}$ )	0,45

$$t = 25^\circ\text{C}$$

**Найти:**  $N_{yi}$

**Решение:**

1) Давления насыщенных паров (упругости паров) углеводородов ( $Q_i$ ) при температуре  $t = 25^\circ\text{C}$  определяем по **табл. 6.1**, используя **метод линейной интерполяции**:

$$Q_{\text{C}_3\text{H}_8} = 9,480 \text{ атм};$$

$$Q_{i\text{-C}_4\text{H}_{10}} = 3,925 \text{ атм};$$

$$Q_{n\text{-C}_4\text{H}_{10}} = 2,432 \text{ атм};$$

$$Q_{i\text{-C}_5\text{H}_{12}} = 0,899 \text{ атм};$$

$$Q_{n\text{-C}_5\text{H}_{12}} = 0,672 \text{ атм};$$

$$Q_{\text{C}_6\text{H}_{14}} = 0,197 \text{ атм}.$$

2) Рассчитываем общее давление в системе по формуле (6.12):

$$P = \Sigma(N_{xi} \cdot Q_i), \quad (6.12)$$

$$P = 0,09 \cdot 9,48 + 0,07 \cdot 3,925 + 0,15 \cdot 2,432 + 0,17 \cdot 0,899 + \\ + 0,07 \cdot 0,672 + 0,45 \cdot 0,197 = 1,7813 \text{ атм.}$$

3) Для расчета состава равновесной газовой фазы необходимо определить концентрацию каждого компонента в газовой фазе (6.6):

$$N_{yi} = N_{xi} \cdot Q_i / P,$$

$$N_{C_3H_8} = 0,09 \cdot 9,48 / 1,7813 = 0,4790;$$

$$N_{i-C_4H_{10}} = 0,07 \cdot 3,925 / 1,7813 = 0,1542;$$

$$N_{n-C_4H_{10}} = 0,15 \cdot 2,432 / 1,7813 = 0,2048;$$

$$N_{i-C_5H_{12}} = 0,17 \cdot 0,899 / 1,7813 = 0,0858;$$

$$N_{n-C_5H_{12}} = 0,07 \cdot 0,672 / 1,7813 = 0,0264;$$

$$N_{C_6H_{14}} = 0,45 \cdot 0,197 / 1,7813 = 0,0498;$$

**Контроль:**

$$\sum N_{yi} = 0,4790 + 0,1542 + 0,2048 + \\ + 0,0858 + 0,0264 + 0,0498 = 1,0000.$$

### 6.2.2. Расчет состояния равновесной жидкой фазы

Дан состав газовой фазы ( $N_{yi}$ , доли), (см. таблицу заданий 6.2, свой вариант). Для заданной температуры ( $t$ , °C) необходимо рассчитать состав жидкой фазы ( $N_{xi}$ ).

**Дано:**

Компонент	$N_{yi}$ , доли
пропан ( $C_3H_8$ )	0,09
изобутан ( $i-C_4H_{10}$ )	0,07
н-бутан ( $n-C_4H_{10}$ )	0,15
изопентан ( $i-C_5H_{12}$ )	0,17
н-пентан ( $n-C_5H_{12}$ )	0,07
гексан ( $C_6H_{12}$ )	0,45

$$t = 12^\circ\text{C}$$

**Найти:**  $N_{xi}$ .

**Решение:**

1) Давления насыщенных паров (упругости паров) углеводородов ( $Q_i$ ) при температуре  $t = 12^\circ\text{C}$  определяем по **табл. 6.1**, используя **метод линейной интерполяции**:

$$Q_{C_3H_8} = 6,67 \text{ атм;}$$



$$\begin{aligned}
Q_{i-C_4H_{10}} &= 2,786 \text{ атм}; \\
Q_{n-C_4H_{10}} &= 1,61 \text{ атм}; \\
Q_{i-C_5H_{12}} &= 0,579 \text{ атм}; \\
Q_{n-C_5H_{12}} &= 0,416 \text{ атм}; \\
Q_{C_6H_{14}} &= 0,11 \text{ атм}.
\end{aligned}$$

2) Находим общее давление в системе по формуле (6.14):

$$P = \frac{\sum N_{xi}}{\sum \left( \frac{N_{yi}}{Q_i} \right)}, \quad (6.13)$$

$$\sum N_{xi} = 1 \Rightarrow P = \frac{1}{\sum \left( \frac{N_{yi}}{Q_i} \right)}, \quad (6.14)$$

$$P = \frac{1}{\frac{0,09}{6,67} + \frac{0,07}{2,786} + \frac{0,15}{1,61} + \frac{0,17}{0,579} + \frac{0,07}{0,416} + \frac{0,45}{0,11}} = 0,2135 \text{ атм}.$$

3) Находим концентрации компонентов в равновесной жидкой фазе (6.8):

$$N_{xi} = N_{yi} \cdot P / Q_i,$$

$$\begin{aligned}
N_{C_3H_8} &= 0,09 \cdot 0,2135 / 6,67 = 0,0029; \\
N_{i-C_4H_{10}} &= 0,07 \cdot 0,2135 / 2,786 = 0,0054; \\
N_{n-C_4H_{10}} &= 0,15 \cdot 0,2135 / 1,61 = 0,0199; \\
N_{i-C_5H_{12}} &= 0,17 \cdot 0,2135 / 0,579 = 0,0627; \\
N_{n-C_5H_{12}} &= 0,07 \cdot 0,2135 / 0,416 = 0,0359; \\
N_{C_6H_{14}} &= 0,45 \cdot 0,2135 / 0,11 = 0,8732;
\end{aligned}$$

**Контроль:**

$$\begin{aligned}
\sum N_{xi} &= 0,0029 + 0,0054 + 0,0199 + \\
&+ 0,0627 + 0,0359 + 0,8732 = 1,0000
\end{aligned}$$

*6.2.3. Расчет равновесных смесей с использованием констант фазовых равновесий*

Даны составы газонефтяных смесей ( $N_{zi}$ , доли). Рассчитать равновесные составы газовой ( $N_{yi}$ ) и жидкой ( $N_{xi}$ ) фаз.

**Дано:**

Компонент	$N_{zi}$ доли
пропан ( $C_3H_8$ )	0,09
изобутан ( $i-C_4H_{10}$ )	0,07
н-бутан ( $n-C_4H_{10}$ )	0,15
изопентан ( $i-C_5H_{12}$ )	0,17
н-пентан ( $n-C_5H_{12}$ )	0,07
гексан ( $C_6H_{12}$ )	0,45

$$P = 1 \text{ атм} = 0,1 \text{ МПа } t^{\circ}\text{C} = 28^{\circ}\text{C}$$

**Найти:**  $N_{xi}$ ,  $N_{yi}$ .

**Решение:**

1) Доли газовой составляющей  $V = 0,31$ , жидкой составляющей  $L = 0,69$ :

$$V = 0,09 + 0,07 + 0,15 = 0,31;$$

$$L = 0,17 + 0,07 + 0,45 = 0,69.$$

2) Для данных условий находим константы фазовых равновесий  $K_{pi} = f(t, P)$  из *табл. 6.4*, используя метод линейной интерполяции:

$$\begin{aligned} K_{p(C_3H_8)} &= 9,6; & K_{p(i-C_4H_{10})} &= 3,6; & K_{p(n-C_4H_{10})} &= 2,48; \\ K_{p(i-C_5H_{12})} &= 1,04; & K_{p(n-C_5H_{12})} &= 0,784 & ; & K_{p(C_6H_{14})} &= 0,236. \end{aligned}$$

3) Рассчитываем состав газовой фазы ( $N_{yi}$ ) в газонефтяной смеси по формуле (6.15):

$$N_{yi} = \frac{N_{zi}}{L/K_{pi} + V}, \quad (6.15)$$

$$N_{y(C_3H_8)} = 0,09 / (0,69 / 9,6 + 0,31) = 0,2357;$$

$$N_{y(i-C_4H_{10})} = 0,07 / (0,69 / 3,6 + 0,31) = 0,1395;$$

$$N_{y(n-C_4H_{10})} = 0,15 / (0,69 / 2,48 + 0,31) = 0,2550;$$

$$N_{y(i-C_5H_{12})} = 0,17 / (0,69 / 1,04 + 0,31) = 0,1746;$$

$$N_{y(n-C_5H_{12})} = 0,07 / (0,69 / 0,784 + 0,31) = 0,0588;$$

$$N_{y(C_6H_{14})} = 0,45 / (0,69 / 0,236 + 0,31) = 0,1392;$$

**Контроль:**

$$\Sigma N_{yi} = 1,0028 \approx 1.$$

### 6.3. Задания для самостоятельной работы

Необходимо:

6.3.1. Для заданного состава смеси (табл. 6.2) и заданной температуры ( $t_1$ , °C – табл. 6.3) необходимо рассчитать равновесный состав газовой фазы ( $N_{yi}$ )

6.3.2. Для заданного состава смеси (табл. 6.2) и заданной температуры ( $t_2$ , °C – табл. 6.3) необходимо рассчитать состав жидкой фазы ( $N_{xi}$ )..

6.3.3. Для заданного состава смеси (табл. 6.2) и заданной температуры ( $t_1+t_2$ , °C – табл. 6.3) рассчитать равновесные составы газовой ( $N_{yi}$ ) и жидкой ( $N_{xi}$ ) фаз..

Исходные данные приведены в Таблицах 6.2, 6.3.

***B – 1, ..., 20*** – варианты заданий для группы “А”,

***B – 21, ..., 40*** – варианты заданий для группы “Б”,

***B – 41, ..., 60*** – варианты заданий для группы “Д”.

#### Справочная информация

##### Линейная интерполяция

Надо найти значение  $f(x)$  на прямой, проходящей через точки  $(x_0, f(x_0))$  и  $(x_1, f(x_1))$

Уравнение такой прямой имеет вид:

$$\frac{y - f(x_0)}{f(x_1) - f(x_0)} = \frac{x - x_0}{x_1 - x_0}$$

отсюда для  $x \in [x_0, x_1]$

$$f(x) \approx y = P_1(x) = f(x_0) + \frac{f(x_1) - f(x_0)}{x_1 - x_0}(x - x_0)$$

Таблица 6.1

Давление насыщенного пара легких углеводородов (Q), атм

Температура, °C	Углеводороды					
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>
0,0	4,87	1,756	1,043	0,350	0,215	0,061
1,1	5,00	1,896	1,085	0,371	0,259	0,064
2,2	5,14	1,981	1,127	0,392	0,273	0,069

3,3	5,27	1,072	1,169	0,413	0,287	0,073
4,4	5,41	2,163	1,218	0,434	0,301	0,077
5,6	5,57	2,253	1,267	0,455	0,315	0,081
6,7	5,71	2,315	1,323	0,476	0,320	0,085
7,8	5,91	2,435	1,379	0,497	0,343	0,090
8,9	6,09	2,527	1,435	0,518	0,357	0,095
10,0	6,20	2,618	1,497	0,539	0,378	0,100
11,1	6,49	2,724	1,562	0,569	0,399	0,105
12,2	6,71	2,800	1,621	0,581	0,420	0,111
13,3	6,93	2,810	1,686	0,602	0,441	0,116
14,4	7,15	2,980	1,756	0,623	0,462	0,122
15,6	7,39	3,072	1,826	0,644	0,483	0,128
16,7	7,62	3,166	1,897	0,672	0,504	0,135
17,8	7,97	3,254	1,966	0,700	0,525	0,142
18,9	8,11	3,316	2,035	0,728	0,546	0,150
20,0	8,35	3,443	2,105	0,756	0,567	0,158
21,1	8,60	3,549	2,176	0,784	0,588	0,166
22,2	8,85	3,614	2,246	0,812	0,609	0,174
23,3	9,10	3,758	2,317	0,847	0,630	0,183
24,4	9,35	3,868	2,394	0,882	0,658	0,193
25,6	9,61	3,982	2,470	0,917	0,686	0,202
26,7	9,88	4,10	2,547	0,959	0,714	0,213
27,8	10,15	4,22	2,621	1,001	0,742	0,225
28,9	10,43	4,34	2,708	1,036	0,770	0,236
30,0	10,72	4,47	2,792	1,085	0,805	0,247
31,1	11,01	4,61	2,883	1,134	0,840	0,259
32,2	11,39	4,74	2,974	1,183	0,875	0,271
33,3	11,69	4,88	3,066	1,232	0,910	0,284
34,4	11,91	5,02	3,163	1,281	0,945	0,296
35,6	12,23	5,16	3,268	1,330	1,987	0,309
36,7	12,54	5,31	3,380	1,378	1,029	0,323
37,8	12,86	5,45	3,492	1,427	1,071	0,338
38,9	13,18	5,61	3,604	1,477	1,113	0,353
40,0	13,51	5,76	3,727	1,526	1,154	0,370
41,1	13,84	5,92	3,849	1,582	1,204	0,386
42,2	14,20	6,08	3,984	1,638	1,252	0,404
43,3	14,53	6,25	4,12	1,702	1,302	0,422
44,4	14,89	6,42	4,27	1,761	1,351	0,410
45,6	15,24	6,59	4,42	1,826	1,400	0,459
46,7	15,61	6,77	4,58	1,896	1,456	0,479
47,8	15,97	6,95	4,74	1,966	1,512	0,499
48,9	16,35	7,13	4,91	2,043	1,568	0,520

Таблица 6.2

<i>B</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
$C_3H_8$	0,01	0,03	0,09	0,05	0,07	0,06	0,01	0,09	0,02	0,03
i- $C_4H_{10}$	0,07	0,11	0,05	0,09	0,14	0,07	0,08	0,09	0,11	0,09
n- $C_4H_{10}$	0,21	0,15	0,15	0,16	0,17	0,11	0,18	0,16	0,17	0,13
i- $C_5H_{12}$	0,04	0,03	0,03	0,03	0,05	0,1	0,09	0,1	0,12	0,13
n- $C_5H_{12}$	0,26	0,16	0,29	0,25	0,17	0,23	0,2	0,2	0,21	0,26
$C_6H_{14}$	0,41	0,52	0,39	0,42	0,4	0,43	0,44	0,36	0,37	0,36
t, °C	8,5	6,5	7,5	11	12	13	7	9	11	13
<i>B</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
$C_3H_8$	0,01	0,09	0,1	0,02	0,04	0,05	0,01	0,03	0,04	0,02
i- $C_4H_{10}$	0,04	0,08	0,07	0,09	0,04	0,04	0,03	0,05	0,04	0,09
n- $C_4H_{10}$	0,16	0,11	0,14	0,18	0,19	0,16	0,17	0,19	0,14	0,11
i- $C_5H_{12}$	0,09	0,03	0,11	0,2	0,14	0,22	0,17	0,16	0,14	0,15
n- $C_5H_{12}$	0,26	0,21	0,28	0,2	0,2	0,22	0,28	0,19	0,22	0,24
$C_6H_{14}$	0,44	0,48	0,3	0,31	0,39	0,31	0,34	0,38	0,42	0,39
t, °C	22	26	19	29	8,5	6	9	11	13	19
<i>B</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>
$C_3H_8$	0,06	0,09	0,09	0,03	0,06	0,07	0,05	0,04	0,02	0,03
i- $C_4H_{10}$	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,05	0,06	0,07	0,08	0,06
n- $C_4H_{10}$	0,16	0,11	0,14	0,17	0,11	0,17	0,16	0,18	0,14	0,15
i- $C_5H_{12}$	0,18	0,17	0,18	0,19	0,17	0,15	0,14	0,13	0,17	0,17
n- $C_5H_{12}$	0,2	0,22	0,22	0,22	0,22	0,17	0,2	0,26	0,26	0,21
$C_6H_{14}$	0,36	0,37	0,33	0,34	0,38	0,39	0,39	0,32	0,33	0,38
t, °C	23	21	24	26	28	31	17	16	15	13
<i>B</i>	<i>31</i>	<i>32</i>	<i>33</i>	<i>34</i>	<i>35</i>	<i>36</i>	<i>37</i>	<i>38</i>	<i>39</i>	<i>40</i>
$C_3H_8$	0,04	0,05	0,07	0,04	0,08	0,03	0,04	0,05	0,09	0,02
i- $C_4H_{10}$	0,04	0,05	0,06	0,06	0,09	0,06	0,04	0,07	0,06	0,09
n- $C_4H_{10}$	0,16	0,17	0,17	0,19	0,11	0,15	0,15	0,16	0,16	0,18
i- $C_5H_{12}$	0,14	0,17	0,16	0,17	0,14	0,18	0,13	0,12	0,14	0,15
n- $C_5H_{12}$	0,18	0,24	0,19	0,2	0,21	0,25	0,25	0,19	0,18	0,17
$C_6H_{14}$	0,44	0,32	0,35	0,34	0,37	0,33	0,39	0,41	0,37	0,39
t, °C	14	11	23	19	22	24	26	29	24	21
<i>B</i>	<i>41</i>	<i>42</i>	<i>43</i>	<i>44</i>	<i>45</i>	<i>46</i>	<i>47</i>	<i>48</i>	<i>49</i>	<i>50</i>
$C_3H_8$	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,08	0,07	0,05	0,08	0,06
i- $C_4H_{10}$	0,04	0,04	0,08	0,07	0,05	0,05	0,07	0,06	0,07	0,06
n- $C_4H_{10}$	0,19	0,1	0,16	0,15	0,16	0,19	0,17	0,13	0,11	0,11
i- $C_5H_{12}$	0,19	0,18	0,17	0,15	0,17	0,17	0,13	0,17	0,16	0,18
n- $C_5H_{12}$	0,23	0,26	0,22	0,2	0,19	0,24	0,22	0,21	0,21	0,21
$C_6H_{14}$	0,32	0,38	0,33	0,4	0,4	0,27	0,34	0,38	0,37	0,38
t, °C	22	28	15	13	14	11	16	19	22	28

<b>B</b>	<b>51</b>	<b>52</b>	<b>53</b>	<b>54</b>	<b>55</b>	<b>56</b>	<b>57</b>	<b>58</b>	<b>59</b>	<b>60</b>
<b>C<sub>3</sub>H<sub>8</sub></b>	0,03	0,05	0,09	0,02	0,03	0,07	0,05	0,03	0,06	0,08
<b>i-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>	0,07	0,07	0,08	0,05	0,04	0,04	0,06	0,06	0,05	0,08
<b>n-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>	0,15	0,16	0,16	0,18	0,16	0,11	0,16	0,15	0,13	0,18
<b>i-C<sub>5</sub>H<sub>12</sub></b>	0,15	0,12	0,11	0,13	0,15	0,18	0,13	0,14	0,17	0,17
<b>n-C<sub>5</sub>H<sub>12</sub></b>	0,25	0,19	0,18	0,25	0,23	0,21	0,22	0,2	0,24	0,23
<b>C<sub>6</sub>H<sub>14</sub></b>	0,35	0,41	0,38	0,37	0,39	0,39	0,38	0,42	0,35	0,26
<b>t, °C</b>	26	29	24	21	22	28	8,5	6,5	7,5	11

Таблица 6.3

<b>B</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>
<b>t1, °C</b>	6	7	8	9,5	10,5	11,5	12,5	14	15	16	17
<b>t2, °C</b>	28,5	29,5	30,5	31,5	32,5	34	35	38,5	37	38,5	24
<b>B</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>
<b>t1, °C</b>	18	19,5	20,5	21,5	23	24	25	26	27	28,5	29,5
<b>t2, °C</b>	25	26	24	26	14	15	16	6	7	8	9,5
<b>B</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>30</b>	<b>31</b>	<b>32</b>	<b>33</b>
<b>t1, °C</b>	30,5	31,5	32,5	34	35	36	37	38,5	6	7	8
<b>t2, °C</b>	10,5	11,5	12,5	14	12,5	16	17	18	19,5	20,5	21,5
<b>B</b>	<b>34</b>	<b>35</b>	<b>36</b>	<b>37</b>	<b>38</b>	<b>39</b>	<b>40</b>	<b>41</b>	<b>42</b>	<b>43</b>	<b>44</b>
<b>t1, °C</b>	18	19,5	20,5	21,5	23	24	25	26	27	28,5	29,5
<b>t2, °C</b>	25	26	24	26	14	15	16	6	7	8	9,5
<b>B</b>	<b>45</b>	<b>46</b>	<b>47</b>	<b>48</b>	<b>49</b>	<b>50</b>	<b>51</b>	<b>52</b>	<b>53</b>	<b>54</b>	<b>55</b>
<b>t1, °C</b>	30,5	31,5	32,5	34	35	36	37	38,5	6	7	8
<b>t2, °C</b>	10,5	11,5	12,5	14	12,5	16	17	18	19,5	20,5	21,5
<b>B</b>	<b>56</b>	<b>57</b>	<b>58</b>	<b>59</b>	<b>60</b>	<b>61</b>	<b>62</b>	<b>63</b>	<b>64</b>	<b>65</b>	<b>66</b>
<b>t1, °C</b>	6	7	8	9,5	10,5	11,5	12,5	14	15	16	17
<b>t2, °C</b>	28,5	29,5	30,5	31,5	32,5	34	35	38,5	37	38,5	24

Таблица 6.4

Значения констант фазового равновесия

<b>Температура, °C</b>	<b>Давление (абсолютное) P = 0.1 МПа</b>					
	<b>C<sub>3</sub>H<sub>8</sub></b>	<b>i-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>	<b>n-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>	<b>i-C<sub>5</sub>H<sub>12</sub></b>	<b>n-C<sub>5</sub>H<sub>12</sub></b>	<b>C<sub>6</sub>H<sub>14</sub></b>
60	16,8	7,9	6,0	2,5	2,0	0,72
40	12,5	5,0	3,3	1,4	1,15	0,38
30	10,0	3,8	2,6	1,1	0,83	0,25
20	8,0	2,8	2,0	0,8	0,60	0,18
10	6,3	2,3	1,5	0,6	0,40	0,10
0	5,0	1,5	1,0	0,4	0,28	0,07
-10	3,6	1,1	0,7	0,2	0,19	0,04

## Практическая работа № 7

### СВОЙСТВА НЕФТИ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ

#### 7.1. Теоретическая часть

Физические свойства нефти в пластовых условиях значительно отличаются от свойств товарных (дегазированных) нефтей.

Отличия обусловлены влиянием высоких пластовых давлений, температур, содержанием растворенного газа, количество которого может достигать до 400-1000 м<sup>3</sup> на 1 м<sup>3</sup> нефти.

**Плотность** характеризует количество массы вещества, в единице объема [кг/м<sup>3</sup>; г/см<sup>3</sup>]:

$$\rho = \frac{M}{V}. \quad (7.1)$$

Обычно плотность сепарированной нефти колеблется в пределах 800–940 кг/м<sup>3</sup>. По величине *плотности нефти* условно разделяют на три группы: *легкие* (800–860 кг/м<sup>3</sup>), *средние* (860–900 кг/м<sup>3</sup>) и *тяжелые* с плотностью 900-940 кг/м<sup>3</sup>.

В пластовых условиях под действием растворенного газа и температуры плотность нефти обычно ниже плотности сепарированной нефти.

**Вязкость** – важнейшее свойство нефтяных систем, определяющее их текучесть.

Вязкость пластовой нефти почти всегда значительно отличается от вязкости сепарированной вследствие большого количества растворенного газа, повышенной пластовой температуры и давления. При этом все нефти подчиняются следующим общим закономерностям: *вязкость их уменьшается с повышением количества газа в растворе и с увеличением температуры; повышение давления вызывает некоторое увеличение вязкости.*

**Газовый фактор пластовой нефти** показывает отношение объема выделившегося равновесного нефтяного газа ( $V_2$ ) к объему дегазированной нефти, полученный из пластовой в процессе ее разгазирования ( $V_n$ ):

$$\Gamma = \frac{V_2}{V_n}. \quad (7.2)$$

Объем выделившегося равновесного нефтяного газа ( $V_2$ ) приведен к стандартным условиям (давление атмосферное – 100 кПа, температура – 293,15К) или к нормальным условиям (0,1013 МПа, 273,15 К).

**Давлением насыщения пластовой нефти  $P_{нас}$**  называют максимальное давление, при котором растворенный газ начинает выделяться из нефти при изотермическом ее расширении в условиях термодинамического равновесия. В пластовых условиях до начала разработки залежи давление насыщения может соответствовать пластовому давлению (нефть полностью насыщена газом) или быть меньше его (нефть недонасыщена газом), но не может быть больше пластового давления.

Нефти с давлением насыщения, равным пластовому давлению, называются насыщенными. Если залежь имеет газовую шапку, то нефти, как правило, насыщенные. Разница между  $P_{пл}$  и  $P_{нас}$  может изменяться в диапазоне от десятых долей до десятков МПа.

**Объемный коэффициент нефти ( $b$ )** характеризует соотношение объема нефти в пластовых условиях и после отделения газа на поверхности при дегазации:

$$b = \frac{V_{пл}}{V_{deg}}, \quad (7.3)$$

где  $V_{пл}$  – объем нефти и растворенного в ней газа в пластовых условиях;

$V_{deg}$  – объем нефти при стандартных условиях после дегазации.

Объемный коэффициент определяется по результатам исследования глубинных проб. Для большинства месторождений величина  $b$  изменяется от 1,07–1,3.

**Усадка нефти  $U$**  показывает степень уменьшения объема пластовой нефти при извлечении ее на поверхность. Объем нефти в пластовых условиях всегда больше объема сепарированной нефти ( $V_{пл} > V_{сеп}$ ).

Используя объемный коэффициент, можно определить величину усадки нефти  $U$ :

$$U = \frac{(b-1)}{b} \cdot 100 \%. \quad (7.4)$$



## 7.2. Типовая задача

Расчет параметров пластовых нефтей

Свойства нефти в пластовых условиях будут существенно изменяться за счет растворения в ней нефтяного газа ( $\Gamma$ ):

$$P_{\text{пл.н}} = f(\Gamma), \Gamma = f(t_{\text{пл}}, P_{\text{пл}}, P_{\text{нас}}),$$

количество которого зависит от пластовых температур ( $t_{\text{пл}}$ ) и давления ( $P_{\text{пл}}$ ).

По результатам пробной эксплуатации скважины нового нефтяного месторождения получены следующие данные:

1. Пластовое давление  $P_{\text{пл}} = 180$  атм;
2. Пластовая температура  $t_{\text{пл}} = 60^\circ\text{C}$ ;
3. Плотность нефти при н.у.  $\rho_{\text{н}} = 850 \text{ кг/м}^3 = 0,85 \text{ т/м}^3$ ;
4. Относительная плотность газа (по воздуху) для н.у.  $\rho_{\text{о.г}} = 0,9$ ;
5. Газовый фактор  $\Gamma = 128 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , весь газ растворен в нефти.

**Определить свойства нефти в пластовых условиях.**

**Решение:**

### 1. Определение давления насыщения ( $P_{\text{нас}}$ )

Для оценки  $P_{\text{нас}}$  используют номограммы М. Стендинга (*рис. 7.1*). Для этого из точки, соответствующей газовому фактору, ( $\Gamma = 128 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ), в левой части номограммы, проводим горизонталь вправо до пересечения с наклонной прямой относительной плотности газа (относительного удельного веса газа,  $\Delta_0 = 0,9$ ). Затем проектируем эту точку вниз до пересечения с прямой плотности нефти (удельного веса,  $\rho_{\text{н}} = 0,85 \text{ т/м}^3$ ), проводим горизонталь вправо до пересечения с линией пластовой температуры ( $t_{\text{пл}} = 60^\circ\text{C}$ ) и, опускаясь по вертикали вниз, находим на пересечении с осью давлений величину давления насыщения нефти газом:

$$P_{\text{нас}} = 175 \text{ атм.}$$

Т.е. при пластовом давлении, равном 180 атм, нефть в пласте будет находиться в недонасыщенном состоянии.

### 2. Определение объемного коэффициента нефти ( $b$ )

Воспользуемся номограммой М. Стендинга (*рис. 7.2*). В левой части номограммы находим значение газового фактора ( $\Gamma = 128 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ), проводим горизонталь вправо до пересечения с линией относительной плотности газа (относительного удельного веса газа,  $\Delta_0 = 0,9$ ) и проектируем эту точку вниз до линии плотности нефти (удельного

веса нефти,  $\rho_n = 0,85 \text{ т/м}^3$ ). Затем проводим горизонталь вправо до линии пластовой температуры ( $t_{пл} = 60^\circ\text{С}$ ), опускаем вертикаль до пересечения с линией пластового давления ( $P_{пл} = 180 \text{ атм}$ ) и по горизонтали вправо находим значение объемного коэффициента нефти:

$$b = 1,23.$$

Т.о.,  $1 \text{ м}^3$  нефти при н.у. в пластовых условиях будет занимать  $1,23 \text{ м}^3$ .

### 3. Определение плотности нефти в пластовых условиях ( $\rho_{пл.н}$ )

3.1. Находим вес газа, растворенного в  $1 \text{ м}^3$  нефти ( $G_{пл.г}$ ):

$$G_{пл.г} = \rho_n \cdot G_o \cdot G_v \cdot \Delta_0, \quad (7.5)$$

где  $\rho_n$  – плотность нефти при н.у., равная  $0,85 \text{ т/м}^3$ ;

$G_o$  – весовой газовый фактор ( $G_o = \Gamma / \rho_n$ );

$G_v$  – вес  $1 \text{ м}^3$  воздуха при н.у., равный  $1,22 \text{ кг}$ ;

$\Delta_0$  – относительная плотность газа по воздуху, равная  $0,9$ .

$$G_o = \Gamma / \rho_n, \quad (7.6)$$

$$G_o = 128 / 0,85 = 150,6 \text{ м}^3/\text{т},$$

$$G_{пл.г} = 0,85 \cdot 150,6 \cdot 1,22 \cdot 0,9 = 141 \text{ кг}.$$

3.2. Общий вес насыщенной нефти газом при н.у. ( $G_{нг}$ ) равен:

$$G_{нг} = G_n + G_{пл.г}, \quad (7.7)$$

$$G_n = \rho_n,$$

$$G_{нг} = 850 + 141 = 991 \text{ кг}.$$

3.3. Зная объемный коэффициент нефти, рассчитаем плотность нефти в пластовых условиях ( $\rho_{пл.н}$ ):

$$\rho_{пл.н} = \frac{G_{нг}}{b}, \quad (7.8)$$

$$\rho_{пл.н} = 991 / 1,23 = 806 \text{ кг/м}^3.$$

### 4. Определение усадки нефти (U)

Усадка нефти происходит за счет выделения из нее растворенного газа (дегазации):

$$U = \frac{b-1}{b}, \quad (7.9)$$

$$U = (1,23 - 1) / 1,23 = 0,187 \text{ или } 18,7 \ \%.$$

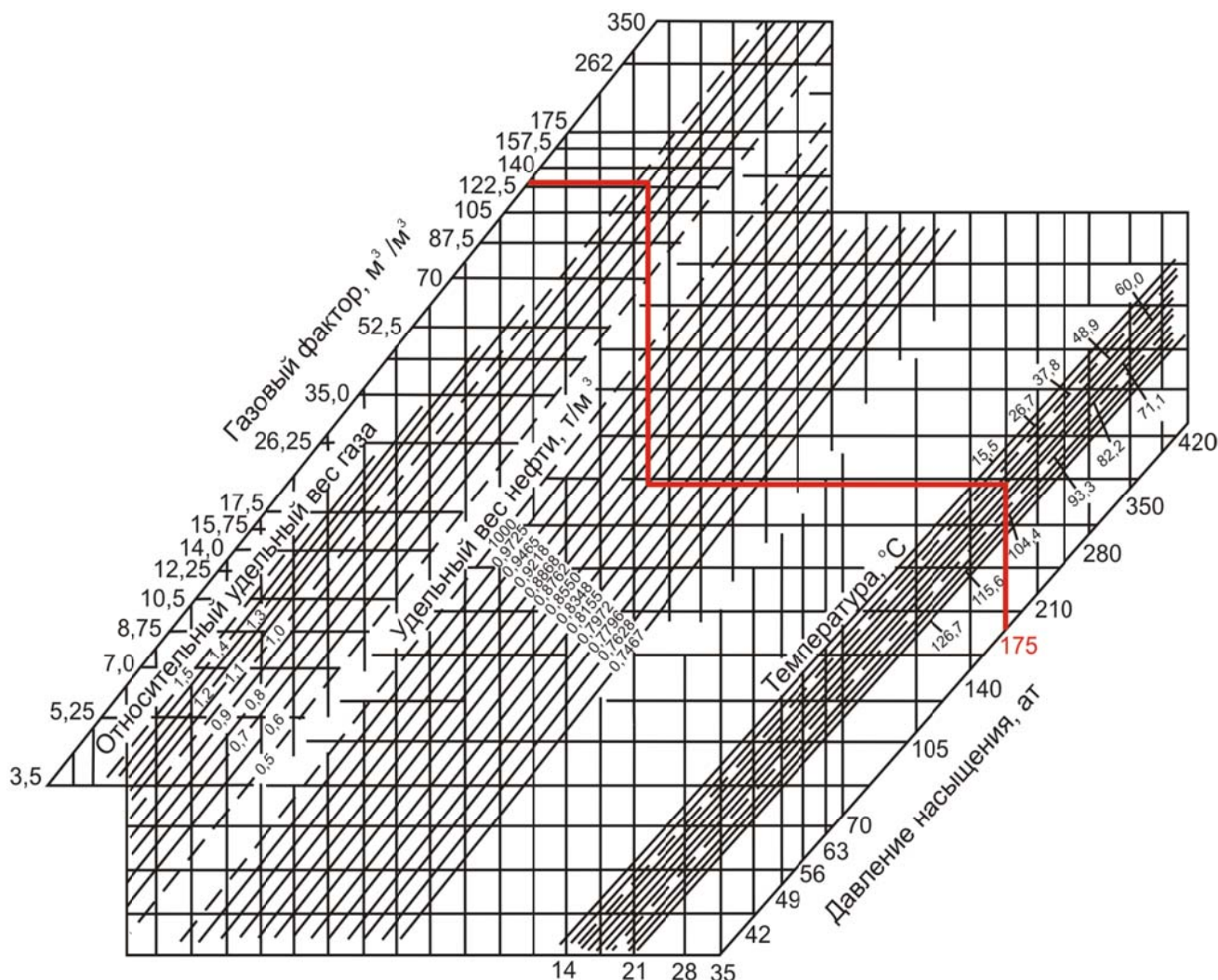
### 7.3. Задания для самостоятельной работы

Необходимо рассчитать:

1. Величину давления насыщения нефти газом  $P_{\text{нас}}$  (рис. 7.1);
2. Объемный коэффициент нефти  $b$  (рис. 7.2);
3. Плотность нефти в пластовых условиях  $\rho_{\text{пл. н}}$ ;
4. Усадку нефти  $U$ .

Исходные данные приведены в Таблице 7.1.

**$B - 1, \dots, 20$**  – варианты заданий для группы “А”,  
 **$B - 21, \dots, 40$**  – варианты заданий для группы “Б”,  
 **$B - 41, \dots, 60$**  – варианты заданий для группы “Д”.



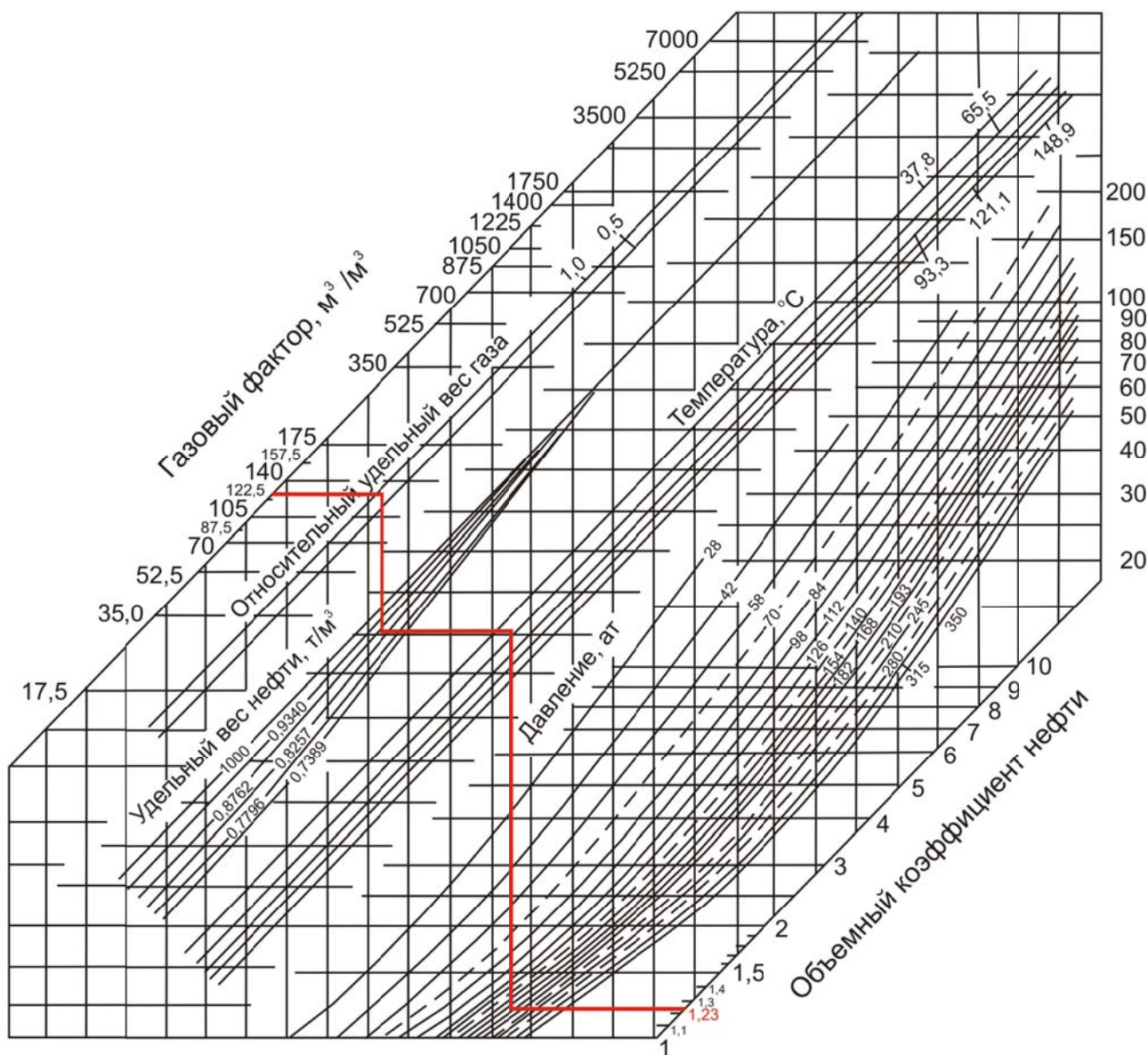


Рисунок 7.2 – Номограмма для определения объемного коэффициента нефти в пластовых условиях

#### Обозначения к табл. 7.1:

- $P_{пл}$  - Пластовое давление, атм;
- $t_{пл}$  - Пластовая температура, ° С;
- $\rho_n$  - Плотность нефти при н.у., кг/м<sup>3</sup>;
- $\Delta\theta$  - Относительная плотность газа (по воздуху) для н.у.;
- $G$  - Газовый фактор, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Таблица 7.1

<b><i>B</i></b>	<b><i>1</i></b>	<b><i>2</i></b>	<b><i>3</i></b>	<b><i>4</i></b>	<b><i>5</i></b>	<b><i>6</i></b>	<b><i>7</i></b>	<b><i>8</i></b>	<b><i>9</i></b>	<b><i>10</i></b>
<b><i>P<sub>н.л</sub></i></b>	240	250	260	280	320	240	250	260	280	280
<b><i>t<sub>н.л</sub></i></b>	70	75	80	85	60	85	90	75	80	90
<b><i>ρ<sub>н</sub></i></b>	850	840	850	830	840	860	870	840	850	870
<b><i>Δ<sub>0</sub></i></b>	0,7	0,8	0,85	0,9	0,8	0,8	0,9	0,7	0,75	0,8
<b><i>Γ</i></b>	120	110	140	150	160	130	110	120	130	140
<b><i>B</i></b>	<b><i>11</i></b>	<b><i>12</i></b>	<b><i>13</i></b>	<b><i>14</i></b>	<b><i>15</i></b>	<b><i>16</i></b>	<b><i>17</i></b>	<b><i>18</i></b>	<b><i>19</i></b>	<b><i>20</i></b>
<b><i>P<sub>н.л</sub></i></b>	280	320	310	310	290	290	300	310	260	240
<b><i>t<sub>н.л</sub></i></b>	95	100	90	70	90	95	85	100	75	65
<b><i>ρ<sub>н</sub></i></b>	830	820	830	840	880	890	870	860	850	860
<b><i>Δ<sub>0</sub></i></b>	0,9	0,85	0,8	0,7	0,9	0,85	0,7	0,8	0,9	0,8
<b><i>Γ</i></b>	110	150	110	140	130	140	110	140	130	110
<b><i>B</i></b>	<b><i>21</i></b>	<b><i>22</i></b>	<b><i>23</i></b>	<b><i>24</i></b>	<b><i>25</i></b>	<b><i>26</i></b>	<b><i>27</i></b>	<b><i>28</i></b>	<b><i>29</i></b>	<b><i>30</i></b>
<b><i>P<sub>н.л</sub></i></b>	300	290	310	270	290	290	280	270	290	280
<b><i>t<sub>н.л</sub></i></b>	80	85	90	95	100	70	65	95	90	100
<b><i>ρ<sub>н</sub></i></b>	850	830	840	870	890	860	830	870	880	890
<b><i>Δ<sub>0</sub></i></b>	0,7	0,65	0,7	0,8	0,9	0,8	0,85	0,9	0,7	0,8
<b><i>Γ</i></b>	120	140	150	110	130	130	110	140	150	110
<b><i>B</i></b>	<b><i>31</i></b>	<b><i>32</i></b>	<b><i>33</i></b>	<b><i>34</i></b>	<b><i>35</i></b>	<b><i>36</i></b>	<b><i>37</i></b>	<b><i>38</i></b>	<b><i>39</i></b>	<b><i>40</i></b>
<b><i>P<sub>н.л</sub></i></b>	275	270	300	290	330	280	310	320	300	310
<b><i>t<sub>н.л</sub></i></b>	80	85	75	80	70	90	95	85	80	60
<b><i>ρ<sub>н</sub></i></b>	840	850	840	870	890	880	870	860	850	870
<b><i>Δ<sub>0</sub></i></b>	0,9	0,7	0,8	0,7	0,9	0,75	0,8	0,9	0,6	0,7
<b><i>Γ</i></b>	160	130	120	150	160	110	150	120	160	130
<b><i>B</i></b>	<b><i>41</i></b>	<b><i>42</i></b>	<b><i>43</i></b>	<b><i>44</i></b>	<b><i>45</i></b>	<b><i>46</i></b>	<b><i>47</i></b>	<b><i>48</i></b>	<b><i>49</i></b>	<b><i>50</i></b>
<b><i>P<sub>н.л</sub></i></b>	300	290	320	320	300	310	260	240	300	290
<b><i>t<sub>н.л</sub></i></b>	100	70	90	95	85	100	75	65	80	85
<b><i>ρ<sub>н</sub></i></b>	860	840	880	890	840	850	840	870	890	880
<b><i>Δ<sub>0</sub></i></b>	0,8	0,9	0,7	0,8	0,9	0,7	0,8	0,7	0,9	0,75
<b><i>Γ</i></b>	160	140	130	150	110	140	130	110	120	140
<b><i>B</i></b>	<b><i>51</i></b>	<b><i>52</i></b>	<b><i>53</i></b>	<b><i>54</i></b>	<b><i>55</i></b>	<b><i>56</i></b>	<b><i>57</i></b>	<b><i>58</i></b>	<b><i>59</i></b>	<b><i>60</i></b>
<b><i>P<sub>н.л</sub></i></b>	310	270	290	290	280	270	240	250	260	280
<b><i>t<sub>н.л</sub></i></b>	90	95	100	70	65	95	90	100	80	85
<b><i>ρ<sub>н</sub></i></b>	870	860	850	870	860	840	880	890	870	860
<b><i>Δ<sub>0</sub></i></b>	0,8	0,9	0,6	0,7	0,8	0,9	0,7	0,8	0,85	0,9
<b><i>Γ</i></b>	150	110	130	130	110	140	120	110	140	150

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. – М.: Недра, 1982. – 311 с.
2. Сваровская Н.А. Физика пласта: учебное пособие / Н.А. Сваровская. – Томск: ТПУ, 2003. – 155 с.
3. Мищенко Н.Н. Расчеты в добыче нефти / Н.Н. Мищенко. – М.: Недра, 1989. – 245 с.
4. Физика нефтяного и газового пласта / А.Х. Мирзаджанзаде и др. – М.: Недра, 1992. – 269 с.
5. Росляк А.Т. Сборник задач по физике пласта: практикум для студентов / А.Т. Росляк. – Томск: ТПУ, 2009. – 93 с.
6. Бжицкий Т.Г. Определение физических и фильтрационно-емкостных свойств горных пород: практикум для выполнения учебно-научных работ студентов / Т.Г. Бжицкий. – Томск : ТПУ, 2008. – 91 с.
7. Фык М.И. Петрофизика нефтегазовых коллекторов и флюидоупоров / М.И. Фык, С.И. Горелик, Я.А. Раевский. Под. Ред. И.М. Фыка. – Х.: ТО Эксклюзив, 2015. – 186 с.
8. Краткий словарь по геологии нефти и газа, нефтегазовому делу / В.О. Соловьев, И.М. Фык, С.В. Кривуля и др. – Х.: НТУ «ХПИ», 2013. – 176 с.
9. ГОСТ 12536-79 Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава.

## СОДЕРЖАНИЕ

Лабораторная работа № 1	
ОСВОБОЖДЕНИЕ ОБРАЗЦА ПОРОДЫ ОТ НЕФТИ	
И ВОДЫ С ПОМОЩЬЮ АППАРАТА СОКСЛЕТА .....	4
Лабораторная работа № 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ	
СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В КЕРНЕ С ПОМОЩЬЮ	
АППАРАТА «ДИНА И СТАРКА» .....	8
Лабораторная работа № 3	
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОДО- НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ	
КЕРНОВ В АППАРАТЕ ЗАКСА ЛП-4 .....	13
Лабораторная работа № 4	
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО	
(ЗЕРНОВОГО) СОСТАВА ПЕСКОВ .....	18
Лабораторная работа № 5	
ОПРЕДЕЛЕНИЕ АБСОЛЮТНОЙ ПОРИСТОСТИ ПЕСКА .....	23
Лабораторная работа № 6	
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ В КЕРНЕ .....	26
Лабораторная работа № 7	
ОПРЕДЕЛЕНИЕ АБСОЛЮТНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ .....	29
ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ	
ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ .....	34
Практическая работа № 1	
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПОРОД КОЛЛЕКТОРОВ .....	35
Практическая работа № 2	
РАСЧЕТ ПРОНИЦАЕМОСТИ НЕОДНОРОДНОГО ПЛАСТА .....	38
Практическая работа № 3	
РАСЧЕТ ДЕБИТА ФИЛЬТРУЮЩЕЙСЯ ЖИДКОСТИ	
ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ПОРИСТОСТИ .....	49
Практическая работа № 4	
РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ АБСОЛЮТНОЙ,	
ФАЗОВОЙ И ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ	
ПО ОПЫТНЫМ ДАННЫМ .....	54
Практическая работа № 5	
СОСТОЯНИЕ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ .....	63
Практическая работа № 6	
ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ .....	69
Практическая работа № 7	
СВОЙСТВА НЕФТИ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ .....	79
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....	86

Навчальне видання

ВАРАВІНА Олена Павлівна  
ТОПОРОВ Валерій Геннадійович  
БУРОВА Марина Яківна  
ЯЦКЕВИЧ Олена Олександрівна

# **ЛАБОРАТОРНИЙ ТА РОЗРАХУНКОВИЙ ПРАКТИКУМ**

**з курсу  
«ФІЗИКА НАФТОВОГО  
ТА ГАЗОВОГО ПЛАСТА»**

(Російською мовою)

Відповідальний за випуск

*Братах М.І.*

В авторській редакції